

SIMULACIÓN DE UN PROCESO DE CALENTAMIENTO ELECTROMAGNÉTICO 1

Simulación de un proceso de calentamiento electromagnético para recobro mejorado de crudo
pesado en un campo representativo colombiano

Jennifer Lopez Parada y William David Cervantes Ahumada

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Andrés Felipe Ortiz Meneses

Ingeniero de petróleo

M.Sc. Ingeniería de hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Petróleos

Bucaramanga

2024

Dedicatoria

A mi madre, Esperanza Ahumada O. por ser la mujer más importante en mi vida y siempre alentarme a seguir mis sueños y así ser un buen profesional y aún más importante, una gran persona en la que espero y ella se sienta orgullosa de lo que he logrado.

A mi padre, William Cervantes M. que siempre me alentaba a dar cada paso para lograr mis metas, Él que siempre me decía que no me rindiera que todo tendrá su recompensa y gracias a él entendí que, aunque el triunfo es un gran reconocimiento de mi valentía, aprovechar todo el recorrido para alcanzarlo es lo que más se disfruta y de lo que puedo estar orgulloso.

A mis hermanas, María de los Ángeles y Lina Paola, por estar ahí en todo mi crecimiento personal desde pequeños, que un poco gracias a ellas, hoy soy como soy.

A mis amigos, tanto todos aquellos amigos de infancia que a pesar de todo nunca se rompieron esos lazos de amistad, como esos amigos que conseguí en la universidad y me impulsaron a crecer como profesional y darme cuenta que, aunque el tiempo avance siempre serás capaz de conseguir amistades que te impulsen a ser mejor.

William D. Cervantes Ahumada

Dedicatoria

Este trabajo va dedicado a mi madre María Parada por apoyarme siempre, por enseñarme que a pesar de las dificultades siempre hay una forma de salir adelante, por su dedicación y esfuerzo día a día para que mi hermano y yo podamos ser profesionales y grandes personas.

A mi hermano quien emprendió conmigo este viaje de vivir solos en otra ciudad, me acompañó, cuidó y apoyo cuando lo necesitaba.

A mi padre Pastor Lopez que desde el cielo nos cuida y a quien agradezco por sus enseñanzas, palabras y tiempo conmigo mientras estuvo en vida.

Jennifer Lopez Parada

Agradecimientos

En primer lugar, nos gustaría expresar nuestro agradecimiento a nuestros padres y hermanos por su amor incondicional y apoyo en todo momento. También, a todos nuestros amigos, en especial a Oscar, Ángel y Alejo, por acompañarnos en este viaje lleno de retos y del cual podemos decir que salimos victoriosos, aunque a veces fuéramos “el mejor guerrero de Dios” y tuviéramos que superar obstáculos que parecía que no tenían solución.

A la Universidad Industrial de Santander por la oportunidad de poder formarnos como profesionales, adquiriendo las habilidades y conocimientos necesarios en las aulas y diferentes espacios de esta maravillosa institución.

Al grupo de investigación en Tomografía Computarizada (GIT), la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y a MINCIENCIAS por permitirnos hacer parte del proyecto de calentamiento electromagnético 413 de 2021.

A nuestro Director de tesis Andrés Felipe Ortiz por el acompañamiento, la paciencia, sus consejos y palabras cuando no entendíamos algo durante la realización de este proyecto, gracias por todo.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	12
1. Objetivos.....	14
1.1 Objetivo General.....	14
1.2 Objetivos Específicos.....	14
2. Marco teórico	15
2.1. Recobro mejorado de petróleo	15
2.1.1. Métodos térmicos.....	15
2.1.1.1. Combustión in situ	16
2.1.1.2. Inyección de agua caliente	16
2.1.1.3. Calentamiento térmico (eléctrico).....	16
2.1.1.4. Inyección de vapor.....	16
2.1.2. Calentamiento electromagnético.....	18
2.1.2.1. Factores que pueden afectar el calentamiento electromagnético	18
2.1.2.2. Componentes del proceso de un sistema de calentamiento electromagnético.....	20
2.2. Modelos matemáticos para el modelado de calentamiento electromagnético en yacimientos de crudo pesado	22
2.3. Aplicaciones de campo	28
3. Metodología	30
3.1. Configuración de la malla y propiedades petrofísicas	30
3.2. Descripción del modelo de fluidos	31
3.3. Función “HEATR”.....	37

SIMULACIÓN DE UN PROCESO DE CALENTAMIENTO ELECTROMAGNÉTICO 6

3.3.1. Creación del Macro en Excel.....	38
3.3.1.1. Ubicación del archivo de entrada y del archivo de salida.....	38
3.3.1.2. Área de introducción de datos y ejecución del macro	39
3.3.1.3 Área de introducción de acciones para la antena generadora y el pozo productor	39
3.3.1.4. Programación del algoritmo mediante Visual Basic.....	40
3.3.1.5. Creación del archivo .dat con la keyword “HEATR”	42
4. Resultados	44
4.1. Simulación del Modelo Base	45
4.2. Simulaciones del Modelo 1.....	47
4.3. Simulaciones del modelo 2	49
4.4. Simulaciones del modelo 3	51
4.5. Simulaciones del Modelo 4.....	53
4.6. Mejor configuración de cada modelo de simulación	55
4.7. Modelo seleccionado vs Modelo base	57
4.8. Comportamiento de la temperatura.....	58
4.9. Variaciones de α del mejor modelo	59
4.10 Comportamiento de la temperatura al variar los α	62
5. Análisis y discusión	64
6. Conclusiones.....	66
7. Recomendaciones	68
Referencias Bibliográficas	69

Lista de Tablas

	Pág
Tabla 1. <i>Propiedades petrofísicas del yacimiento.</i>	30
Tabla 2. <i>Pseudocomponentes utilizados para representar el crudo en el modelo.</i>	32
Tabla 3. <i>Propiedades promedio de los pseudocomponentes.</i>	32
Tabla 4. <i>Composición del crudo base.</i>	33
Tabla 5. <i>Parámetros cinéticos para el mejoramiento del crudo.</i>	33
Tabla 6. <i>Modelos de producción con su respectiva configuración.</i>	44
Tabla 7. <i>Datos de salida modelo Base.</i>	47
Tabla 8. <i>Datos de salida modelo base y el modelo 1.</i>	48
Tabla 9. <i>Datos de salida modelo 2 vs modelo base.</i>	50
Tabla 10. <i>Datos de salida modelo 3 y del modelo base</i>	53
Tabla 11. <i>Datos de salida modelo 4 y del modelo base.</i>	55
Tabla 12. <i>Datos de salida del modelo base y la mejor configuración de cada modelo.</i>	56
Tabla 13. <i>Datos de salida del modelo seleccionado y el modelo base.</i>	58
Tabla 14. <i>Variaciones de α.</i>	60
Tabla 15. <i>Datos de salida de las variaciones de α.</i>	61

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. <i>Diagrama de configuración del pozo vertical de calentamiento EM</i>	21
Figura 2. <i>Diagrama de configuración del pozo horizontal de calentamiento EM</i>	22
Figura 3. <i>Modelo 3D generado en CMG</i>	31
Figura 4. <i>Distribución de las arenas del modelo</i>	31
Figura 5. <i>Densidad del crudo en función de la presión</i>	34
Figura 6. <i>Factor volumétrico de formación en función de la presión</i>	35
Figura 7. <i>Viscosidad en función de la presión</i>	35
Figura 8. <i>Viscosidad en función de la temperatura</i>	36
Figura 9. <i>Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite</i>	36
Figura 10. <i>Curvas de permeabilidad relativa líquido-gas</i>	37
Figura 11. <i>Área de selección archivos de entrada y salida</i>	38
Figura 12. <i>Área de introducción de datos y ejecución del macro</i>	39
Figura 13. <i>Área de introducción de acciones para la antena generadora y el pozo productor</i> ...	40
Figura 14. <i>Programación del algoritmo mediante Visual Basic parte 1.rte</i>	41
Figura 15. <i>Programación del algoritmo mediante Visual Basic parte 2</i>	42
Figura 16. <i>Creación del archivo .dat con la keyword "HEATR" parte 1.parte</i>	43
Figura 17. <i>Creación del archivo .dat con la keyword "HEATR" parte 2</i>	43
Figura 18. <i>Factor de recobro del modelo Base</i>	45
Figura 19. <i>Crudo acumulado del modelo Base</i>	46
Figura 20. <i>Tasa de crudo diaria del modelo Base</i>	46
Figura 21. <i>Factor de recobro del modelo 1 vs el modelo base</i>	47

Figura 22. <i>Crudo acumulado del modelo 1 vs el modelo base.</i>	48
Figura 23.. <i>Tasa de crudo diaria del modelo 1 vs el modelo base.</i>	48
Figura 24. <i>Factor de recobro del modelo 2 vs el modelo base.</i>	49
Figura 25. <i>Crudo acumulado del modelo 2 vs modelo base.</i>	50
Figura 26. <i>Tasa de crudo diaria del modelo 2 vs modelo base.</i>	50
Figura 27. <i>Factor de recobro del modelo 3 vs modelo base.</i>	51
Figura 28. <i>Crudo acumulado del modelo 3 vs modelo base.</i>	52
Figura 29. <i>Tasa de crudo diaria del modelo 3 vs modelo base.</i>	52
Figura 30. <i>Factor de recobro del modelo 4 vs modelo base.</i>	53
Figura 31. <i>Crudo acumulado del modelo 4 vs modelo base.</i>	54
Figura 32. <i>Tasa de crudo diaria del modelo 4 vs modelo base.</i>	54
Figura 33. <i>FR de las mejores configuraciones de cada modelo vs el modelo base.</i>	55
Figura 34. <i>Crudo acumulado de las mejores configuraciones de cada modelo vs Modelo base.</i> 56	
Figura 35. <i>Tasa diaria de las mejores configuraciones de cada modelo vs modelo base.</i>	56
Figura 36. <i>Factor de recobro Modelo seleccionado vs Modelo base</i>	57
Figura 37. <i>Crudo acumulado Modelo seleccionado vs Modelo base</i>	57
Figura 38. <i>Tasa de crudo diaria Modelo seleccionado vs Modelo base</i>	58
Figura 39. <i>Comportamiento de la temperatura base.</i>	59
Figura 40. <i>Factor de recobro de las variaciones de α.</i>	60
Figura 41. <i>Crudo acumulado de las variaciones de α.</i>	60
Figura 42. <i>Tasa de crudo diaria de las variaciones de α.</i>	61
Figura 43. <i>Variación de la temperatura $\alpha*1,5$</i>	62
Figura 44. <i>Variación de la temperatura $\alpha*4$</i>	63

Resumen

Título: Simulación de un proceso de calentamiento electromagnético para recobro mejorado de crudo pesado en un campo representativo colombiano*

Autor: Jennifer Lopez Parada, William D. Cervantes Ahumada y Andrés Felipe Ortiz Meneses**

Palabras Clave: absorción, transferencia de calor, radiación, calentamiento electromagnético

Descripción: La industria petrolera se encuentra ligada principalmente a las reservas de crudo, las cuales se han visto afectadas por el aumento de consumo de productos que dependen de estas mismas, por lo que nos vemos en la necesidad de buscar métodos para aumentar las reservas de crudo existentes. Actualmente existen diferentes métodos de recobro que permiten aumentar la producción de los pozos, ya sea mediante la inyección de agua, vapor, surfactantes, entre otros, sin embargo, estos mismo traen consigo diversas desventajas como lo son los impactos ambientales, los cambios en la mojabilidad de la roca, limitaciones de profundidad, tipo de crudo y muchos más. Es aquí donde se requiere de otras técnicas no tan utilizadas pero que pueden ofrecer solución a estos problemas, como lo podría ser el calentamiento electromagnético. Este proyecto busca mostrar como mediante determinadas configuraciones que permiten inducir ondas electromagnéticas, variando la potencia y los periodos de inducción, reposo y producción, se puede aumentar la producción de aceite de un campo de crudo pesado en Colombia utilizando el simulador STARS de CMG a través de la implementación de una Keyword denominada HEATR.

*Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Programa académico. Director: Andrés Felipe Ortiz Meneses. M.Sc. Ingeniería de hidrocarburos.

Abstract

Title: Simulation of an electromagnetic heating process for enhanced heavy oil recovery in a representative Colombian field*.

Author: Jennifer Lopez Parada, William D. Cervantes Ahumada y Andrés Felipe Ortiz Meneses**

Key Words: absorption, heat transfer, radiation, electromagnetic heating

Description: The oil industry is mainly linked to crude oil reserves, which have been affected by the increased consumption of products that depend on them, so we need to look for methods to increase existing crude oil reserves. Currently there are different recovery methods that allow increasing the production of wells, either by injecting water, steam, surfactants, among others, however, these same methods bring with them several disadvantages such as environmental impacts, changes in the wettability of the rock, depth limitations, type of crude and many more. It is here where other techniques that are not so widely used but that can offer a solution to these problems, such as electromagnetic heating, are required. This project seeks to show how by means of certain configurations that allow inducing electromagnetic waves, varying the power and the induction, rest and production periods, it is possible to increase the oil production of a heavy crude oil field in Colombia using CMG's STARS simulator through the implementation of a Keyword called HEATR.

* Degree Work

** School of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Academic Program. Director: Andrés Felipe Ortiz Meneses. M.Sc. Hydrocarbon Engineering.

Introducción

El desarrollo de la industria petrolera en Colombia se encuentra ligado principalmente a las reservas de crudo que se tienen y estas reservas de crudo se han visto afectadas debido al aumento en el consumo de hidrocarburos, por tal razón es necesario el incremento de las reservas de dicho fluido, es por ello que los crudos pesados se plantean como una alternativa para suplir dicha necesidad, por tal razón se ha buscado la forma de aumentar las reservas de dicho recurso, actualmente se han implementado diferentes métodos de recobro para aumentar este recurso y poder satisfacer la demanda energética de nuestro país. Sin embargo, es importante reconocer que estos métodos presentan limitaciones, por lo que se ve en la necesidad de buscar nuevas alternativas o métodos para contrarrestar o afrontar estas mismas, y es así como el calentamiento electromagnético se puede plantear como una buena alternativa.

Por otra parte, no solamente se plantea el calentamiento electromagnético como una alternativa, aparte de ello, la correcta aplicación de este método tiene varias ventajas, entre ellas: la reducción de costos, menor impacto y daño ambiental, menor daño a la formación y se presenta como un método que se puede aplicar en distintos campos.

Actualmente todos los campos no son compatibles con los métodos de recobro tradicionales y es aquí donde se ve en la necesidad de explorar y buscar nuevas formas de aumentar las reservas de crudo del país; por este motivo es de gran importancia construir un modelo que nos permita simular como sería la respuesta y efectividad al aplicar un nuevo método, como lo es el caso del calentamiento electromagnético de un fluido, esto a través de microondas que aumentan la temperatura del fluido para facilitar su fluidez.

Un modelo base conceptual es fundamental para el desarrollo de una simulación de este método de calentamiento electromagnético, un modelo base que sea representativo y que a su vez

SIMULACIÓN DE UN PROCESO DE CALENTAMIENTO ELECTROMAGNÉTICO 13

permita generar esquemas en los cuales se pueda simular e implementar este método de recobro de acuerdo con varios datos de entrada, esto se podrá lograr al utilizar un simulador comercial como lo es CMG por medio de la variación de cierto parámetros, en donde se busca analizar la efectividad que tiene este método y adicionalmente evaluar el incremento del factor de recobro al aplicar esta técnica en un campo colombiano.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Simular un proceso de calentamiento electromagnético para recobro mejorado de crudo pesado en un campo representativo colombiano

1.2 Objetivos Específicos

Construir un modelo base conceptual representativo de un campo de crudo pesado colombiano a partir de información disponible en la literatura.

Desarrollar una metodología para simular el proceso de calentamiento electromagnético en el software STARS de CMG.

Evaluar el incremento del factor de recobro bajo diferentes esquemas de datos, a partir de la sensibilización de parámetros.

2. Marco teórico

2.1. Recobro mejorado de petróleo

El recobro mejorado es un conjunto de procesos que se realiza después de que el yacimiento no continúa produciendo bajo la dinámica de la producción primaria, es decir que este conjunto de procesos permite recuperar crudo mediante el flujo del fluido mediante adición de calor, interacción química o transferencia de masa y cambio en las propiedades del crudo.

Es por ello que tenemos entonces la clasificación de los métodos de recobro, los cuales son: térmicos, químicos y miscibles. Actualmente los métodos de recobro más utilizados para crudo pesado son los térmicos, por ende, se tendrá presente la definición de este tipo de métodos y algunos de los tipos que existen.

2.1.1. Métodos térmicos

A partir de los años 50 las industrias empezaron a tener una alta demanda energética, por ende, se vio la necesidad de implementar nuevas técnicas para poder satisfacer esta condición, es aquí donde se empiezan a utilizar los métodos térmicos. Estos métodos principalmente consisten en la transferencia de energía en forma de calor a la formación con la finalidad de reducir la viscosidad del crudo y a su vez mejorar la movilidad de los fluidos en el yacimiento.

Existen dos formas de suministrar calor a la formación; puede ser desde el exterior o generando calor en el interior de la formación. La primera se mediante la inyección de vapor, inyección de agua caliente o suministro de energía eléctrica a través de pozo inyectoras en las cercanías del pozo productor. La segunda el aceite in situ funciona como combustible y se inyecta aire (o cualquier otro fluido que contenga oxígeno) para que haga la acción del oxidante (Márquez, 2016).

Los métodos térmicos se pueden clasificar en: combustión in situ, inyección de agua caliente, calentamiento térmico (eléctrico) e inyección de vapor.

2.1.1.1. Combustión in situ Este proceso consiste en inyectar aire al yacimiento, posteriormente se presenta ignición espontánea o inducida lo que permite que el frente de combustión propague el calor dentro del mismo. El desarrollo de este proceso induce la descomposición de fracciones pesadas convirtiéndolas en fracciones más ligeras, gases de combustión y vapor de agua. Existen dos formas de llevar a cabo la combustión in situ, tenemos la combustión convencional y la combustión en reverso. En la primera los fluidos inyectados y el frente se mueven en el mismo sentido, en cambio en la segunda, el frente y el flujo del aire están en direcciones opuestas.

Cabe resaltar que en la primera modalidad también es posible inyectar agua alternada o en simultáneo con el aire, lo que origina la combustión húmeda, la cual es una variante de la combustión convencional.

2.1.1.2. Inyección de agua caliente Este proceso de desplazamiento consiste, como su nombre lo indica, en inyectar agua caliente en cierto número de pozos y producirlo por otros. Es decir, que este método se basa en desplazar inmisciblemente el petróleo por el agua.

2.1.1.3. Calentamiento térmico (eléctrico) este proceso convierte la energía eléctrica en calor provocando que la viscosidad del crudo disminuya e incrementando la movilidad del crudo y el flujo del fluido.

2.1.1.4. Inyección de vapor Este proceso consiste en suministrar energía térmica al yacimiento por medio de la inyección de vapor de agua, ya sea de forma continua o alternada. Al igual que la inyección de agua, en este caso también se inyecta a través de unos determinados pozos y se produce por otros diferentes.

Es importante recalcar que actualmente el proceso de inyección de vapor más utilizado es el de inyección cíclica de vapor, el cual consiste en inyectar vapor por un medio de un pozo productor en un tiempo determinado, cerrar el pozo, permitir que se distribuya el calor y finalmente poner en producción el pozo nuevamente (Márquez, 2016).

Estos métodos son utilizados principalmente en pozos con crudos pesados y extra-pesados, sin embargo, existen ciertos casos en que las condiciones de yacimiento no son las adecuadas para aplicar estos mismo, algunas de estas pueden ser:

- Formaciones muy profundas en donde se presentan pérdidas de calor y calidad de vapor muy baja.
- Dificultades para controlar los frentes de combustión en determinados yacimientos
- Situaciones en las que la inyección de vapor no sea viable en términos ambientales o comerciales.
- Formaciones de baja permeabilidad en las cuales existen dificultades para que el fluido inyectado se introduzca profundamente en el yacimiento.
- Pozos heterogéneos en las cuales la presencia de franjas que tengan alta permeabilidad o fracturas, podrían producir que el fluido inyectado tenga una penetración temprana y reduzca el avance del barrido en general.
- Zonas de bajo espesor donde las pérdidas de calor a formaciones adyacentes se vuelven significativa.

Es por ello que, aunque estos métodos son los más utilizados, pueden presentarse varias condiciones que imposibiliten el uso de estos mismos, lo cual conlleva a la búsqueda de otras alternativas como lo es el caso del calentamiento electromagnético, el cual entra a ser una opción que puede resultar viable para recuperar petróleo.

2.1.2. Calentamiento electromagnético

Este método consiste en convertir la energía eléctrica en energía térmica, es el calentamiento volumétrico por medio de las ondas electromagnéticas que se generan. Estas ondas electromagnéticas son expulsadas por medio de un dispositivo emisor (válvula de triodo o válvula de magnetrón) hasta el yacimiento. Los fluidos y la roca cumplen la función de proveer resistencia para que la onda no fluya libremente, permitiendo así que esta se irradie a la formación provocando que las moléculas de agua y/o moléculas que puedan formar dipolos, vibren, roten o por causa de la fricción generen calor, resultando en un calentamiento significativo del cuerpo irradiado (Bera, A. Bbadagli, T, 2015).

La principal razón por la cual se busca utilizar este método es porque permite reducir la viscosidad del crudo por medio del incremento de la temperatura, adquiriendo una relación de movilidad más favorable. Además, no tiene limitaciones a formaciones heterogéneas o poco permeables, no se restringe a la profundidad, se puede utilizar situaciones en que las zonas productivas son finas y la disipación de energía a las capas adyacentes que no contienen petróleo es crítica, la implementación de este método no genera compuestos tóxicos, los equipos utilizados en el subsuelo se pueden operar desde la superficie y se pueden utilizar fuentes renovables para la generación de las ondas electromagnéticas (Sivakumar et all, 2020).

2.1.2.1. Factores que pueden afectar el calentamiento electromagnético

- Frecuencia: Este factor puede afectar la profundidad de penetración de un determinado material y las propiedades dieléctricas de una muestra.
- Potencia y velocidad de calentamiento: Para este caso, tendremos en cuenta que a mayor potencia será mayor el calentamiento y por ende, la velocidad dependerá de esta misma variable.

SIMULACIÓN DE UN PROCESO DE CALENTAMIENTO ELECTROMAGNÉTICO 19

- Masa: Este factor es importante conocerlo ya que cuando tenemos grandes volúmenes de masa se requerirá de mayor potencia para trabajar.

- Humedad: cuando tenemos presencia de agua en altas cantidades, el factor de pérdida dieléctrico se hace más grande, lo que mejora el calentamiento. Este factor es importante porque puede ser la principal causa de que un material se absorba.

- Densidad: La densidad y la constante dieléctrica se relacionan de forma directa, a medida que una aumenta la otra lo hace casi de forma lineal.

- Conductividad térmica: Para muestras de gran tamaño este factor es importante ya que requerirá de un mayor tiempo.

- Temperatura: Este factor podría ser considerado como uno de los más importantes, ya que mientras sucede el proceso de calentamiento la temperatura cambia y dependiendo de determinados materiales las pérdidas dieléctricas pueden incrementar o disminuir. Además, es importante conocer si los materiales son polares o no polares ya que cada uno de estos presentará un efecto diferente.

- Conductividad: este factor permite conocer la capacidad que tiene un determinado material para conducir la corriente eléctrica, de allí se debe saber cómo será el efecto de la conducción iónica, ya que representa un importante en la generación de calor

- Calor específico: Este dato va relacionado con la temperatura, ya que es la cantidad mínima necesaria

Para este método tenemos asociados tres tipos de corrientes, las cuales son: de conducción, de rotación y de desplazamiento.

- Corriente de conducción: Este tipo de corriente no depende de la frecuencia del campo electromagnética, lo que hace que el calentamiento sea por efecto joule. Relaciona directamente

las partículas del medio en desequilibrio eléctrico, por ende, el medio poroso que se desea calentar debe presentar conductividad eléctrica, sin embargo, se deben mantener los niveles de tensión y/o potencia.

- Corriente de rotación: Esta se debe principalmente a la interacción entre el campo electromagnético de excitación y las moléculas dipolares sensibles a los cambios que sufre el campo. Es por ello que a medida que aumenta la frecuencia, aumenta la agitación molecular y la transformación de la energía electromagnética en térmica es mucho mayor por la fricción molecular.

- Corriente de desplazamiento: La propagación de la onda electromagnética en un medio disipativo se da por la corriente de desplazamiento, y esta es importante ya que nos permite conocer la penetración del campo eléctrico y por ende la del campo térmico.

2.1.2.2. Componentes del proceso de un sistema de calentamiento electromagnético

Los principales componentes en un proceso de calentamiento electromagnético para yacimientos de crudo pesado incluyen:

Sistema de alimentación: es el encargado de suministrar la energía eléctrica necesaria para el correcto funcionamiento del generador de señal (antena) y del sistema de control mediante tubería, cables o la combinación de ambos.

Fuente de poder: es el dispositivo encargado de generar la señal electromagnética seleccionada para irradiar en el yacimiento.

Antena emisora: este es el encargado de generar la señal electromagnética hacia el yacimiento.

SIMULACIÓN DE UN PROCESO DE CALENTAMIENTO ELECTROMAGNÉTICO 21

Sistema de medición: este es el encargado de llevar las mediciones correspondientes a la temperatura en diferentes puntos del yacimiento y a su vez, enviar estos datos al sistema de control para que puedan ser procesados.

Sistema de monitoreo/grabación: este provee tanto el hardware como el software para controlar, monitorear y automatizar la energía y las temperaturas.

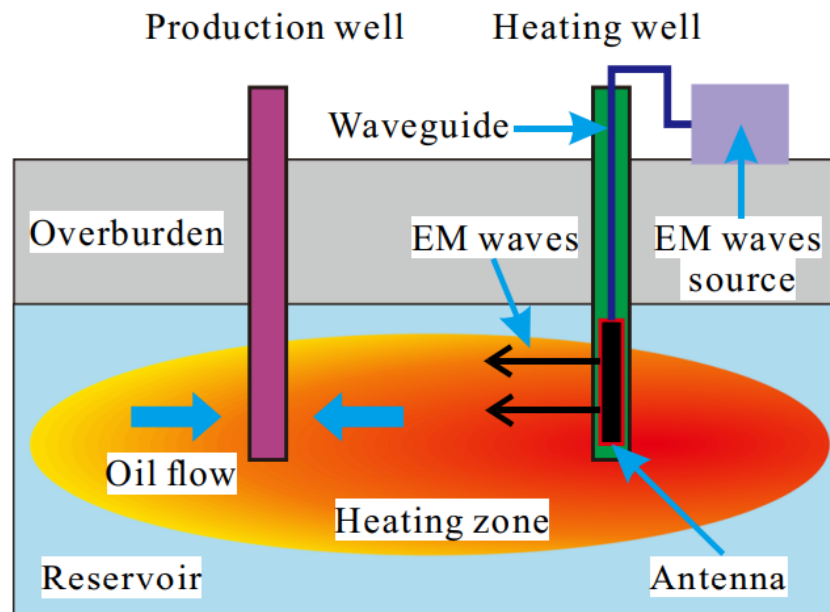
Sistema de refrigeración: este se encarga de mantener la temperatura de la antena y el generador de señal en un nivel adecuado.

Caja de protección: componente encargado de la protección de los componentes internos de la antena.

Adicionalmente, la figura 1 y 2 muestran las configuraciones de pozos verticales y horizontales del método de calentamiento electromagnético.

Figura 1.

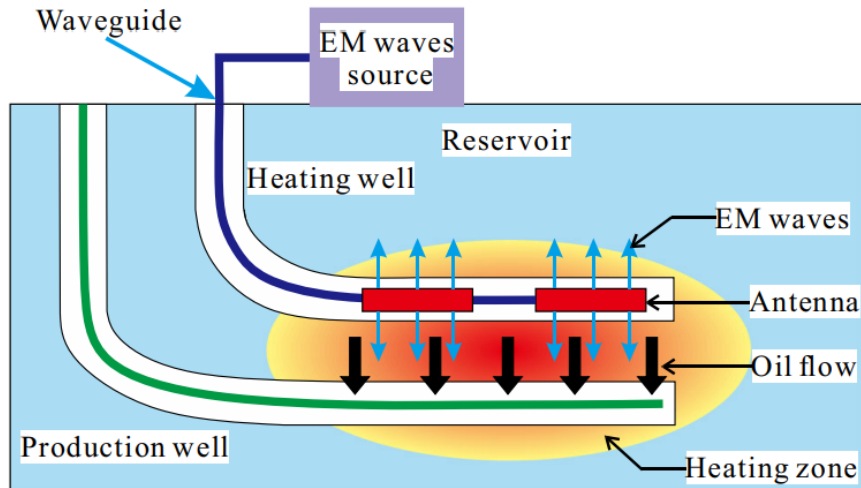
Diagrama de configuración del pozo vertical de calentamiento EM



Nota. Tomado de Wang and Gado, 2019

Figura 2.

Diagrama de configuración del pozo horizontal de calentamiento EM



Nota. Tomado de Wang and Gado, 2019

2.2. Modelos matemáticos para el modelado de calentamiento electromagnético en yacimientos de crudo pesado

El modelo matemático es esencial para poder describir el flujo de calor a través del reservorio cuando se requiera implementar el calentamiento electromagnético; actualmente este se rige por la ecuación de conservación de energía en el reservorio. A continuación, se presentan algunos modelos y/condiciones que han propuesto varios autores a través del tiempo.

El uso del calentamiento electromagnético comenzó con la patente de Ritchey en donde se aplicaba calor por radiación para la producción de petróleo, el cual, consistía en transferir ondas EM al pozo desde la superficie a través de un sistema coaxial de tubería y revestimientos internos y externos. Posteriormente, Haagensen utilizó la técnica de microondas a través de líneas coaxiales y una guía de ondas hasta el fondo del pozo con la finalidad de aumentar la temperatura del pozo (Bera, A. Bbadagli, T, 2015).

El primero en presentar una solución matemática y un modelo para calcular la distribución por procesos de calentamiento electromagnético para crudos pesados fue E.R. Abernethy. En esta se evidencia como los procesos implícitos de radiación, convección y conducción contribuyen en la distribución de temperatura en el yacimiento.

De acuerdo con Abernethy, si consideramos un medio lineal de conductividad homogénea, la propagación de la radiación plana en la dirección +x será absorbida de acuerdo con la siguiente relación:

$$\frac{\partial \Phi(x)}{\partial x} = -\alpha \Phi(x)$$

Ecuación 1

Donde $\Phi(x)$ es la densidad de energía (watts/cm²), coordenada de posición (cm) y α es el coeficiente de absorción de energía (1/cm).

El coeficiente de absorción de energía depende de las propiedades de los materiales absorbentes que están presentes en el medio y se representan de la siguiente manera:

$$\alpha = 0.02\alpha_e$$

Ecuación 2

$$\alpha_e^2 = \frac{\omega^2 \mu \epsilon}{2} \left\{ \left(1 + \left[\frac{\sigma}{\omega \epsilon} \right]^2 \right)^{1/2} - 1 \right\}$$

Ecuación 3

Donde α_e es el coeficiente de absorción del campo eléctrico (1/m), σ es conductividad (mho/m), μ es permeabilidad (H/m), ϵ es la permitividad (F/m) y ω es la frecuencia angular ($2\pi f$).

Ahora bien, utilizando la ecuación que se presentara a continuación y de acuerdo con las condiciones que indicaba Abernethy, se puede obtener la ecuación generalizada para la

distribución de temperatura, mediante la cual se podría conocer el efecto del calentamiento por radiación sobre el flujo del pozo. Esta ecuación se puede expresar de la siguiente manera:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \frac{1}{2\pi r h \rho_t S_t} \left\{ \frac{\alpha P_o e^{-\alpha(r-r_0)}}{4.18} + \rho_0 q_0 S_0 \left(\frac{\partial T}{\partial r} \right) \right\}$$

Ecuación 4

Donde r es el radio, h la altura del cilindro definido, ρ_t es la densidad (g/cc), S_t es el calor específico total de agua, crudo y roca (Cal/g/°C), P_o Potencia total irradiada (Watts), r_0 es el radio del pozo, ρ_0 es la densidad del aceite (gm/cc), q_0 es el caudal (cc/s), S_0 es el calor específico del crudo (cal/gm/°C).

Adicionalmente, Abernethy nos muestra que es posible modelar la distribución de temperatura en estado estacionario y transitorio, en donde este último se divide a su vez de acuerdo con el flujo presente, los cuales pueden ser: flujo constante, sin flujo y con incremento de flujo. A continuación, se presentan las expresiones para cada uno de los casos:

1) Estado estacionario

$$\theta(r) = T_0 + \frac{P_o e^{-\alpha(r-r_0)}}{4.18\rho_0 q_0 S_0}$$

Ecuación 5

Donde $\theta(r)$ es la distribución de temperatura resultante y T_0 es la temperatura inicial del yacimiento (°C).

2) Estado transitorio – flujo constante

$$T(r, t) = T_0 + \frac{P_o e^{\alpha r_0}}{4.18\rho_0 q_0 S_0} \left\{ e^{-\alpha r} - e^{-\alpha\sqrt{r^2+2At}} \right\}$$

Ecuación 6

3) Estado transitorio – sin flujo

$$T(r, t) = T_0 + \frac{\alpha P_0 e^{-\alpha(r-r_0)t}}{4.18(2\pi r h \rho_t S_t) r}$$

Ecuación 7

Para este caso también se podría utilizar la ecuación generalizada de distribución de temperatura, siempre y cuando $q = 0$, donde no tiene estado estacionario.

4) Estado transitorio – incremento de flujo

En este caso, no es posible utilizar una expresión como tal, ya que es necesario considerar una integración numérica utilizando pasos de tiempo finitos en conjunto con la tasa de flujo calculada o asumida por cada periodo de tiempo correspondiente. El caudal de presión estaría limitado por la reducción de presión y la distribución de la temperatura/viscosidad durante el incremento de tiempo.

Abernethy básicamente logró plantear un modelo matemático mediante el cual se logra evaluar las distribuciones de temperatura y otros efectos físicos resultante de la radiación de energía EM en un yacimiento de petróleo, además, afirma que teniendo una entrada de 20 Kw se podrían tener incrementos de tasa desde el 50 al 300% dependiendo del coeficiente de absorción de energía.

Por otro lado, Bientinesi et al describe las condiciones iniciales y de frontera para una geometría esférica 1D utilizando el software COMSOL Multiphysics, las cuales son:

- Selección de la ecuación térmica para el modelo.
- Distribución uniforme de la temperatura para el dominio entero.
- La frontera debería ser adiabática.
- Igualación de la temperatura inicial y de la temperatura constante en el límite exterior.
- Para la atenuación de las ondas electromagnéticas, debe ser una ecuación de primer orden.

• Condición de frontera en el pozo, mediante la cual toda la potencia total será irradiada por la antena.

La ecuación que se utilizaría para el caso en el cual tenemos una antena instalada en el interior de un pozo es la siguiente:

$$\rho_{eff}C_{eff}\frac{\partial T}{\partial t} - \nabla * (K_{eff}\nabla T) = q\frac{d\psi(x)}{dx} = -\alpha_{abs}\psi$$

Ecuación 8

Donde $\rho_{eff}C_{eff}K_{eff}$ son capacidad calorífica efectiva y conductividad térmica efectiva de los materiales del reservorio y q es la fuente de calor electromagnético que describe la liberación de energía por unidad de tiempo y volumen. Los resultados de la simulación identificaron el rango de frecuencia de 10-20 MHz como el valor óptimo. Sin embargo, se utilizó un valor de frecuencia de 2,45 GHz para minimizar la cantidad de arenas bituminosas necesaria.

En este caso, los resultados mostraron que la radiación electromagnética es capaz de calentar arenas bituminosas, incluso por encima de la temperatura de ebullición del agua connata y además, el uso de una cubierta de material alrededor de la antena resultó ser eficaz para reducir la temperatura en esta zona crítica, sin embargo, se recalca la necesidad de optimizar esta forma de cubrir la antena ya que una carcasa hermética de 2 m de radio es difícilmente factible en un pozo de petróleo real.

También, Davletbaev et all, implementaron un modelo matemático cuya aplicación fue en campos de crudo pesado por medio de estimulación electromagnética por radiofrecuencia. En este mismo, utilizan la siguiente ecuación para calcular la tasa de flujo de aceite:

$$Q_0 = 2hw_f \left[\frac{k_f}{\mu_0} \frac{\partial P_f}{\partial x} \Big|_{x=w_f/2} + \frac{k_m}{\mu_0} \frac{\partial P_m}{\partial y} \Big|_{y=w_f/2} \right]$$

Ecuación 9

Donde h es la altura de la fractura y el espesor de la formación, w_f es el ancho de la fractura, k_f y k_m son la permeabilidad de la fractura y la matriz, μ_0 es la viscosidad a la temperatura inicial, P_f y P_m son presión de fractura y matriz.

Para la distribución de las ondas de calentamiento electromagnético y la generación de calor, proveen la siguiente ecuación:

$$q = \frac{\omega \varepsilon_0 \varepsilon' \operatorname{tg} \delta}{2} E^2$$

Ecuación 10

Donde ω es la frecuencia de las ondas electromagnéticas (MHz), ε_0 es la constante eléctrica, ε' es la permitividad relativa del medio al líquido, $\operatorname{tg} \delta$ es la pérdida dieléctrica (disipación) tangente y E es la intensidad del campo eléctrico.

Además, en el artículo también es posible encontrar una ecuación para una fractura de media longitud y con ciertas condiciones de matriz y fractura y las ecuaciones diferenciales utilizadas para describir el proceso completo asociado a la estimulación electromagnética por radiofrecuencia.

En este caso, se obtiene la distribución de ondas EM utilizando un modelo para describir una operación no estacionaria del pozo de producción y el tratamiento de radiofrecuencia y calentamiento electromagnético en el fondo del pozo.

Finalmente, Lui y Zhao propusieron formulaciones matemáticas para un flujo radial transitorio monofásico teniendo presente el calentamiento EM, asumiendo un reservorio isotrópico, para lo cual obtuvieron la siguiente expresión:

$$(M_r(1 - \phi) + \phi M_0 S_0) \frac{\partial T}{\partial t} = -(M_0 u_0) \frac{\partial T}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(k_m r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + k_r \frac{\partial T}{\partial z} + \alpha_e \frac{Q_{em} \exp(-\alpha(r - r_w))}{r}$$

Ecuación 11

Donde ϕ es la porosidad, M es la capacidad calorífica volumétrica, S es el calor específico, u es la velocidad del fluido, k_m es la conductividad térmica efectiva del yacimiento, incluida la roca y el petróleo y α_e es el coeficiente de absorción de ondas electromagnéticas.

Sin embargo, Lui y Zhao formularon una ecuación para de flujo bifásico aceite/gas, para el balance energético de la conducción y fuente de calor se utilizó la siguiente expresión:

$$\frac{\partial T}{\partial t} (\phi(M_w s_w + M_{nw} s_{nw})) + ((1 - \phi) M_r) + (M_w \vec{u}_w + M_{nw} \vec{u}_{nw}) * \nabla T + \nabla * (-k_m \nabla T) = Q_{em}$$

Ecuación 12

Donde s es la saturación y n y nw representan la fase húmeda y la fase no húmeda, respectivamente.

2.3. Aplicaciones de campo

Algunas pruebas de campo se han llevado a cabo a través del tiempo en países como Canadá, China, Brasil, Estados Unidos, Rusia y Venezuela, entre ellas, se destacan los siguientes resultados:

Se realizaron pruebas de campo en Southwst Texas, se realizó calentamiento distribuido de baja frecuencia a una profundidad de 3000 ft, crudo parafínico y asfáltico de 11° API, aplicando 150 Kw y 12Kw, obteniendo finalmente una producción de 76 bbl/día y 10 bbl/d respectivamente (Gill, 1979)

En Tar Sands, Asphalt Ridge, Utah, se indujeron onda que van desde los 40Kw hasta los 75 Kw para 13,56 MHz, aplicado a sistemas de electrodos insertados en yacimientos, iniciando con una producción de 0 bbl/día y aumentándola a 8 bbl/d en un periodo de prueba de 20 días (Stresty,1980)

SIMULACIÓN DE UN PROCESO DE CALENTAMIENTO ELECTROMAGNÉTICO 29

En Rio Panon, Brasil, se realizaron pruebas con 20 Kw y 30 Kw, obteniendo una producción de 6,3 bbl/día y 12,6 bbl/día, respectivamente, en un periodo de 70 días, el cual tuvo que ser detenido por problemas en el sistema de control de voltaje (Pizarro y Trevisan, 1987)

En los pozos JOC-570 Y 571, campo Jobo, Venezuela, se tenía una producción inicial de 15 bbl/día con inyección concurrente de diluyente, en donde se decide implementar 50Kw, obteniendo una producción desde los 240bbl/día hasta 470 bbl/día, dependiendo este valor de la producción de los strokes de la bomba, teniendo 6 SPM y 9 SPM, respectivamente. Sin embargo, estas pruebas fueron detenidas por la presencia de fuertes problemas de arenamiento, cortocircuitos en las conexiones superiores a la fuente, ocasionando su cierre (Lagoven-PDVSA, 1992,1993)

En campo Dagang en China, Pozo Zao 1269,-2 se implementó calentamiento de baja frecuencia con un cable a lo largo de las cabillas huecas usadas para operar las bombas, aplicando 44,8 Kw y pasando de una producción inicial de 31.5 bbl/día a una producción de 94.5 bbl/día.

Finalmente, en la formación Sparky, Frog Lake, Canadá, se realizaron pruebas con una potencia de 15 Kw pasando de una producción inicial de 18,8 bbl/día a 75.4 bbl/día en un pozo de 11.5 °API a una profundidad de 1270 ft.

3. Metodología

Posterior a realizar el análisis y comprensión del método de calentamiento electromagnético (CEM) y su modelado, se implementa un modelo conceptual con la finalidad de representar las propiedades de un yacimiento de crudo pesado en Colombia. Para esto, se utilizará el simulador de procedimientos térmicos STARS (Thermal & Advanced Processes Simulator) de la compañía CMG (Computer Modelling Group).

3.1. Configuración de la malla y propiedades petrofísicas

El modelo radial tendrá un área de 2.5 acres, contará con 21 divisiones radiales, 6 angulares y 57 capas verticales, estas últimas con un espesor de 2 ft cada una. El espesor neto es de 114 ft, estableciendo que el tope de la formación estará en 1920 ft. Se tendrán presentes tres arenas intercaladas con dos formaciones de arcillas cuyas propiedades petrofísicas se encuentran en la tabla 1. La vista 3D y la distribución de las arenas presentes en el modelo se muestran en las figuras 3 y 4, respectivamente.

Tabla 1.

Propiedades petrofísicas del yacimiento.

<i>Propiedad</i>	<i>Magnitud</i>
<i>Porosidad [%]</i>	26
<i>Presión de referencia [psi]</i>	950
<i>Permeabilidad [mD]</i>	Arena 1 = 920
	Arena 2 = 1225
	Arena 3 = 1005
<i>Conductividad térmica [BTU/ft³*día*°F]</i>	Arcilla = 30
	Arenisca = 24
<i>Capacidad volumétrica de calentamiento [BTU/ft³*°F]</i>	Arcilla = 40
	Arenisca = 30
	Crudo = 1.6
	Agua = 12.6

Nota. Datos utilizados para la construcción del modelo.

mismos durante la implementación del CEM, para ello, se utilizó la herramienta WinProp (Fluid Property Characterization Tool) de la compañía CMG, ya que STARS no tiene la capacidad de modelar crudos composicionales.

Para la construcción de la composición del crudo se decide seguir modelos de investigaciones previas (Chavez & Pereira, 2016). Para representar el crudo pesado, se utiliza un pseudocomponente adicional denominado C_{7+} , este mismo contiene todos los componentes más pesados que la fracción C_6 y cuya composición se encuentra en la tabla 2 y las propiedades promedio de los pseudocomponentes en la tabla 3. Además, la composición final del crudo presente en el modelo se muestra en la tabla 4.

Tabla 2.

Pseudocomponentes utilizados para representar el crudo en el modelo.

<i>Pseudocomponentes</i>	<i>Temperatura de ebullición (°C)</i>	<i>Componentes</i>
Gases	<IBP (Temperatura de ebullición inicial)	C_1-C_4
Naftenos	IBP-216	C_5-C_{12}
Destilados	216-343	$C_{13}-C_{20}$
Vacuu gas oil (VGO)	343-545	$C_{21}-C_{44}$
Residuo (VR)	545>	C_{45+}

Nota. Modificado de Leon et al. 2019.

Tabla 3.

Propiedades promedio de los pseudocomponentes.

<i>Pseudocomponentes</i>	<i>Pc[atm]</i>	<i>Tc [°K]</i>	<i>Factor acéntrico</i>	<i>Peso molecular</i>	<i>Fracción molar</i>
<i>Gases</i>	46,366	213,243	0,024	18,842	0,0099
<i>Naftenos</i>	26,063	645,542	0,484	148,621	0,02262
<i>Destilados</i>	17,093	736,531	0,693	224,624	0,1402
<i>VGO</i>	13,457	930,29	1,081	328,63	0,63038
<i>VR</i>	8,205	1074,19	1,401	504,41	0,19682

Nota. Tomado de León et al. 2019.

Tabla 4.*Composición del crudo base.*

<i>Componente</i>	<i>Fracción molar (%)</i>	<i>Componente</i>	<i>Fracción molar (%)</i>
<i>C1</i>	0,84990	<i>C16</i>	2,0722
<i>C2</i>	0,09790	<i>C17</i>	2,2499
<i>C3</i>	0,03390	<i>C18</i>	2,2028
<i>i-C4</i>	0,00529	<i>C19</i>	2,3117
<i>n-C4</i>	0,00530	<i>C20</i>	2,4446
<i>i-C5</i>	0,00084	<i>C21</i>	2,4675
<i>n-C6</i>	0,00046	<i>C22</i>	2,5332
<i>C6</i>	0,00017	<i>C23</i>	2,1874
<i>C7</i>	0,00005	<i>C22</i>	2,3525
<i>C8</i>	0,05850	<i>C23</i>	2,1382
<i>C9</i>	0,13160	<i>C24</i>	2,1020
<i>C10</i>	0,39590	<i>C25</i>	2,2210
<i>C11</i>	0,62470	<i>C26</i>	2,0249
<i>C12</i>	1,04950	<i>C27</i>	2,2450
<i>C13</i>	1,46280	<i>C28</i>	1,6340
<i>C14</i>	1,70350	<i>C29</i>	2,0672
<i>C15</i>	2,02120	<i>C30+</i>	60,9955

Nota. Composición del crudo base tomado de Leon et al. 2019.

Por otra parte, se adicionó un sistema de reacciones para el mejoramiento del crudo dentro del software siguiendo ciertos parámetros cinéticos, los cuales fueron establecidos mediante estudios previos relacionados con el mejoramiento del bitumen de Athabasca en Canadá (Da Silva De Andrade, 2014) (Nguyen et al., 2017) como se muestran en la tabla 5.

Tabla 5.*Parámetros cinéticos para el mejoramiento del crudo.*

<i>Reacción</i>	<i>Energía de activación (Btu/lbmol)</i>	<i>Factor de frecuencia</i>	<i>Entalpía (Btu/lbmol)</i>
<i>1</i>	32932	6831	55890
<i>2</i>	18572	3,745	55890
<i>3</i>	24978	16,145	55890
<i>4</i>	63027	$5,486 \cdot 10^7$	55890
<i>5</i>	30439	704,5	55890
<i>6</i>	155935	$9,15 \cdot 10^{25}$	55890

Nota. Parámetros cinéticos tomado de Leon et al. 2019.

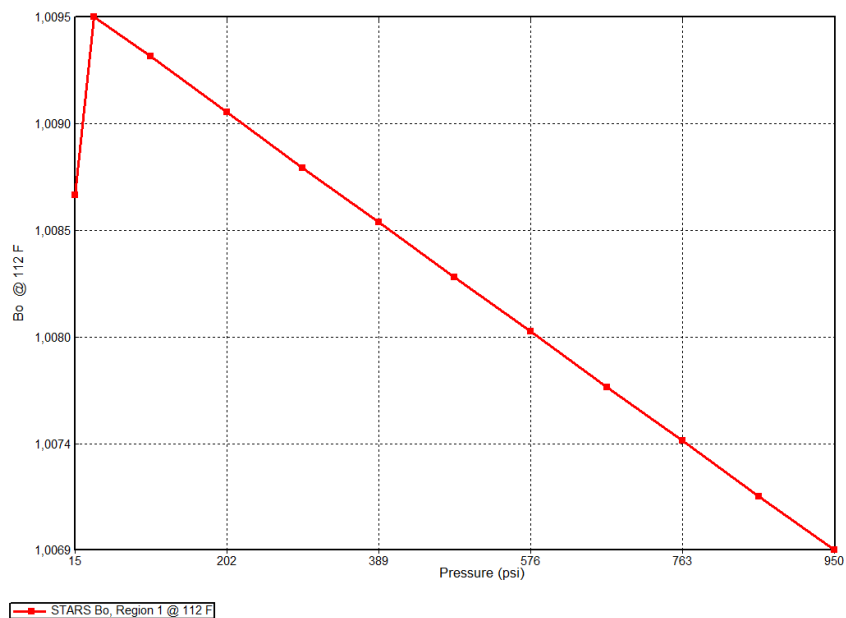
Para encontrar la energía de activación se tuvo presente el análisis de sensibilidad realizado en CMOST 26 del diseño experimental sobre la recuperación mejorada del crudo pesado en procesos de inyección de vapor (León et al., 2019).

El fluido se encuentra modelado mediante la ecuación de Peng Robinson, el ajuste de propiedades se realiza por medio de regresión de pruebas PVT y la viscosidad se ajusta utilizando el modelo de Pedersen modificado (León et al., 2019). Finalmente, se obtiene un crudo con una gravedad API de 12,8 y viscosidad del yacimiento aproximada de 4600 cP.

Las figuras 5, 6, 7 y 8 muestran la densidad, el factor volumétrico del crudo del modelo propuesto, el comportamiento de la viscosidad en función de la presión y de la temperatura, respectivamente. Las figuras 9 y 10 son las curvas de permeabilidad relativa entre el agua – aceite y el líquido – gas, respectivamente, donde se evidencia que el yacimiento está mojado por agua.

Figura 5.

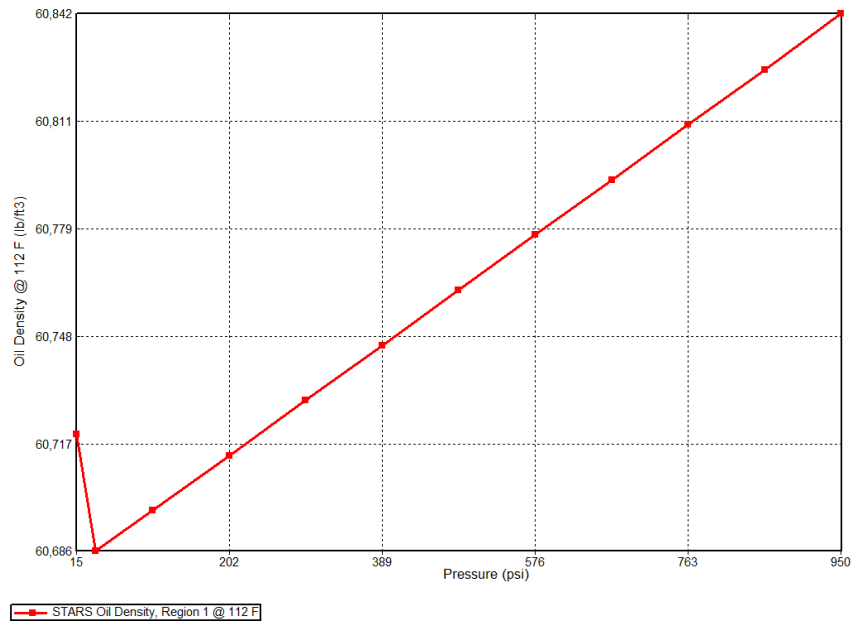
Densidad del crudo en función de la presión.



Nota. Gráfico generado por CMG con la información mostrada anteriormente.

Figura 6.

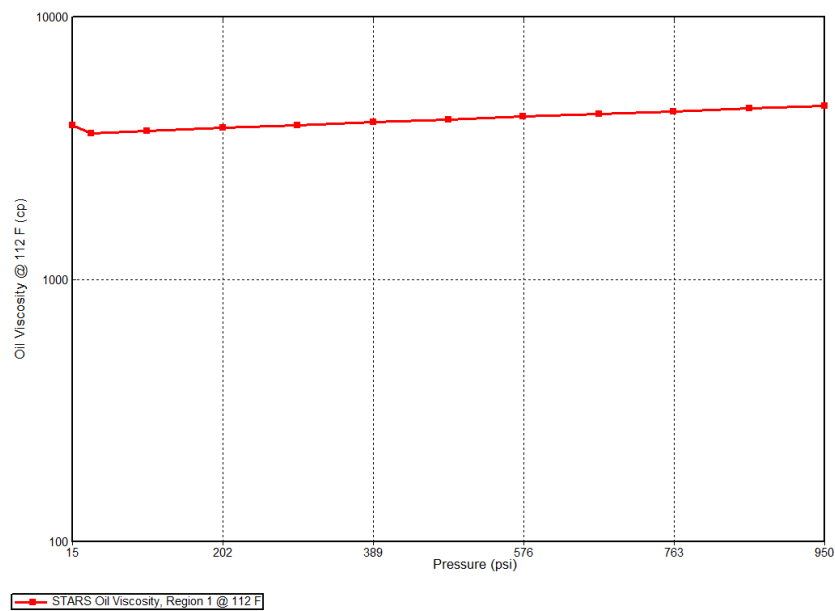
Factor volumétrico de formación en función de la presión.



Nota. Gráfico generado por CMG con la información mostrada anteriormente.

Figura 7.

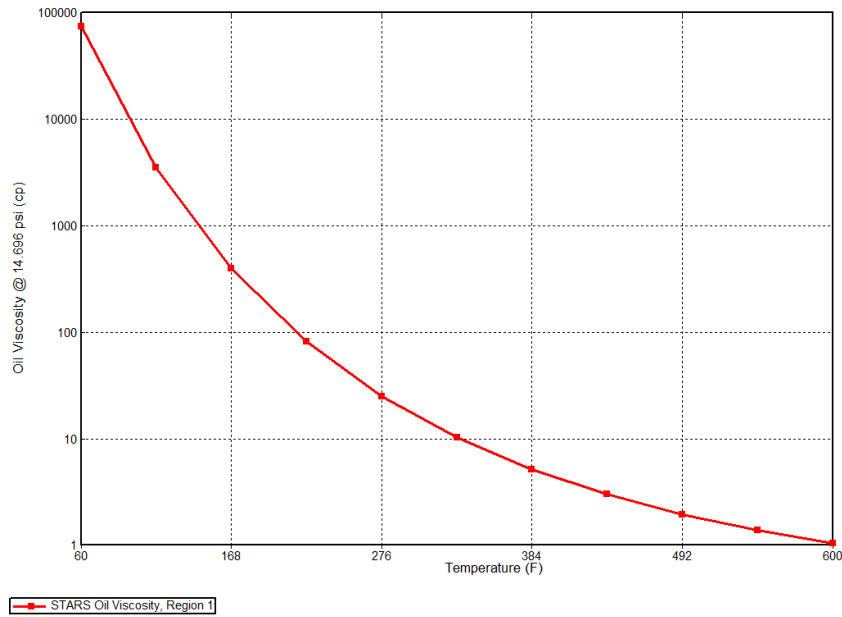
Viscosidad en función de la presión.



Nota. Gráfico generado por CMG con la información mostrada anteriormente.

Figura 8.

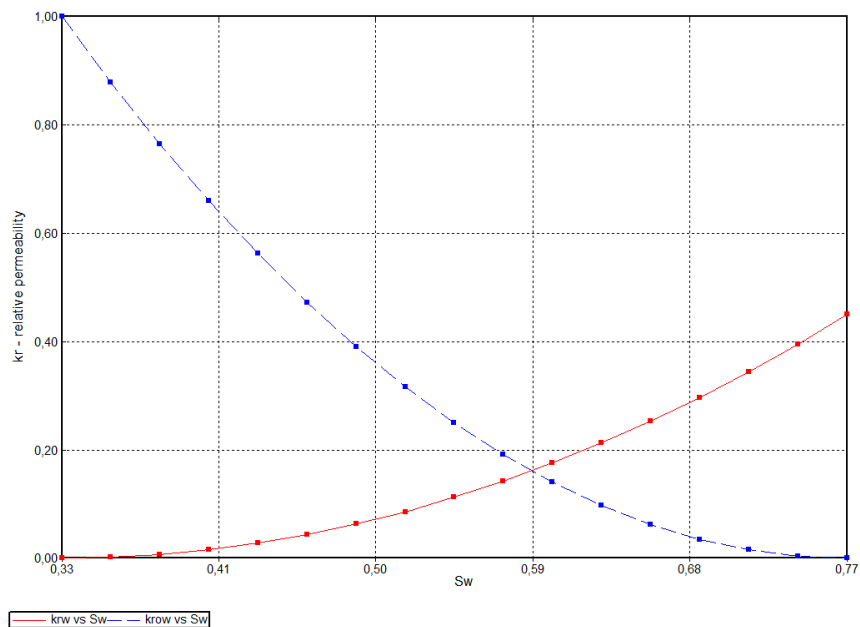
Viscosidad en función de la temperatura.



Nota. Gráfico generado por CMG con la información mostrada anteriormente.

Figura 9.

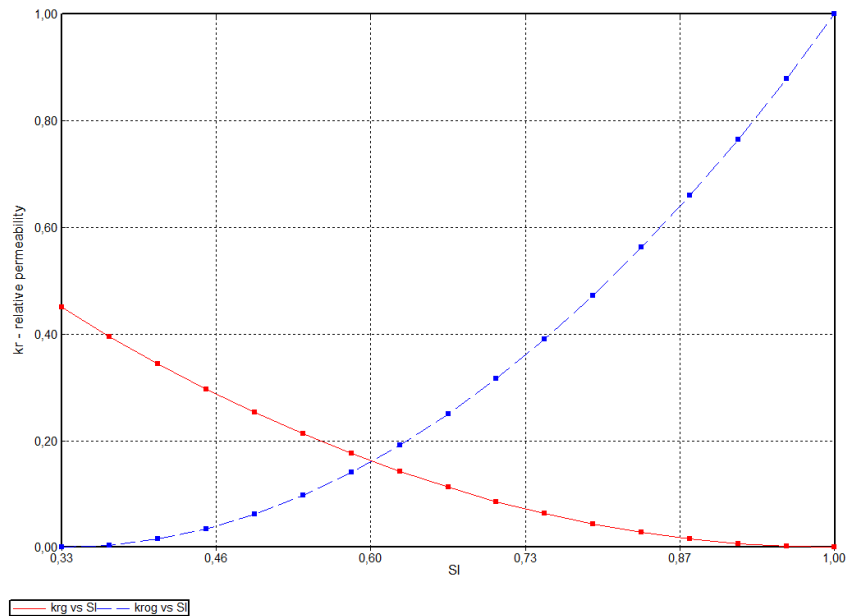
Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite.



Nota. Gráfico generado por CMG con la información mostrada anteriormente.

Figura 10.

Curvas de permeabilidad relativa líquido-gas.



Nota. Gráfico generado por CMG con la información mostrada anteriormente.

3.3. Función “HEATR”

De acuerdo con estudios previos, el software STARS no cuenta con la capacidad de implementar automáticamente el fenómeno de transferencia de calor por radiación entre celda, por lo cual, es necesario realizar un ajuste adicional.

Según el manual de funcionamiento del software, este cuenta con la Keyword “HEATR” la cual permite el aumento o pérdida de calor de una celda en específico basado en el cálculo bloque a bloque. Por ende, se decide utilizar esta keyword para lograr la representación de la transferencia de calor en el modelo creado previamente.

Para implementar esta keyword es necesario seguir una estructura específica, por ejemplo:

*HEATR *IJK 1 1:6 1:7 66.3772518111703 en donde HEATR es la keyword que va al inicio,

luego IJK son las coordenadas del sistema como lo son en este caso $I = 1$, $J=1:6$ Y $K 1:7$ (este indicaría un rango de celdas) y al final el valor de la tasa de calor que llega a cada rango de celdas. Sin embargo, es primordial realizar un algoritmo que utilice las ecuaciones y modelos presentados en el capítulo 2, por lo que, se decide programar este mismo por medio de Visual basic con ayuda de Microsoft Excel utilizando los macros.

3.3.1. Creación del Macro en Excel

Inicialmente, es necesario tener presente que en este punto ya tenemos creado un modelo en STARS el cual cuenta con las propiedades petrofísicas y del yacimiento y el modelo de los fluidos presentes en él; por ende, lo que necesitamos es poder agregar la nueva keyword “HEATR” para poder implementar el CEM en dicho modelo. Entonces, procedemos a utilizar Excel para crear una interfaz que cuenta con las siguientes partes:

3.3.1.1. Ubicación del archivo de entrada y del archivo de salida

En la parte superior del documento ubicamos dos casillas: la primera casilla es para seleccionar el archivo base que cuenta con la información del modelo creado previamente, el cual se utilizará para extraer información como lo sería el número de celdas, radio del pozo, fechas, capacidad calorífica volumétrica de los tipos de roca presentes, temperatura inicial e información relacionada con el pozo productor y la segunda casilla es para indicar en que carpeta se creara el archivo .dat que nos creará al ejecutar el macro. La figura 11 muestra cómo se ven estas casillas en Excel.

Figura 11.

Área de selección archivos de entrada y salida.

Examinar	Archivo de entrada: C:\Users\Mr churcos\OneDrive\Tesis\Simulaciones\S201020\S201020.dat
Examinar	Ubicación de salida: C:\Users\Mr churcos\OneDrive\Tesis\Simulaciones\S201020

Nota. Esta gráfica muestra como es el área de selección de archivos de entrada y salida en el archivo de Excel.

3.3.1.2. Área de introducción de datos y ejecución del macro

Esta sección cuenta con algunos parámetros como tipo de roca, nombre del pozo, tiempo total de simulación, temperatura de ebullición, el alfa y la ubicación de la antena en las dos arenas de interés en coordenadas IJK. Adicionalmente, en esta sección ubicaremos el botón de acción para ejecutar el macro cuando ya cuente con toda la información necesaria. La figura 12 muestra como se ve esta sección en el archivo de Excel.

Figura 12.

Área de introducción de datos y ejecución del macro.

Numero de Tipo de roca de antena	1		
Nombre de pozo productor	Well-1		
Tiempo total de simulación [días]	7670		
Temperatura de ebullición [°F]	532		
Alfa 3 por encima de ebullición [1/m]	0,02		
Celda inicial de la antena k1	1	15	50
Celda final de la antena k2	7	32	57

Nota. Esta gráfica muestra como es el área de introducción de datos y ejecución del macro en el archivo de Excel.

3.3.1.3 Área de introducción de acciones para la antena generadora y el pozo productor

Esta es la sección final, la cual cuenta con las indicaciones que se introducirán manualmente para que la antena y el pozo las ejecute, es decir, en qué momento está trabajando la antena (durante esta etapa el pozo se cierra y se inducen ondas electromagnéticas indicado la potencia que tendrá) o el pozo productor (en esta etapa el pozo se abre y se deja de inducir ondas

electromagnéticas). Adicionalmente, se tienen presentes los alfas a utilizar para el cálculo del calor absorbido en las celdas.

Cabe resaltar que en algunos casos se tendrá una indicación adicional, la cual será un tiempo de espera entre el periodo de inducción de ondas y de producción del pozo. La figura 13 muestra como se ve esta sección del Excel.

Figura 13.

Área de introducción de acciones para la antena generadora y el pozo productor

días	Fecha	potencia [kW]	Pozo prod. (1=abierto, 0=cerrado)			
				Alfa 1 (1/m)	Alfa 2 (1/m)	
0	1/01/2018		0	1	0,5	0,052
365	1/01/2019	20	0	0	0,5	0,052
367	3/01/2019	20	0	0	0,5	0,052
369	5/01/2019	20	0	0	0,5	0,052
371	7/01/2019	20	0	0	0,5	0,052
373	9/01/2019	20	0	0	0,5	0,052
375	11/01/2019	20	0	0	0,5	0,052
377	13/01/2019	20	0	0	0,5	0,052
379	15/01/2019	20	0	0	0,5	0,052
381	17/01/2019	20	0	0	0,5	0,052
383	19/01/2019	20	0	0	0,5	0,052
385	21/01/2019	20	0	0	0,5	0,052
387	23/01/2019	20	0	0	0,5	0,052
389	25/01/2019	20	0	0	0,5	0,052
391	27/01/2019	20	0	0	0,5	0,052
393	29/01/2019	20	0	0	0,5	0,052
395	31/01/2019	20	0	0	0,5	0,052
397	2/02/2019	20	0	0	0,5	0,052
399	4/02/2019	20	0	0	0,5	0,052
401	6/02/2019	20	0	0	0,5	0,052
403	8/02/2019	20	0	0	0,5	0,052
405	10/02/2019	20	0	0	0,5	0,052
407	12/02/2019	20	0	0	0,5	0,052
409	14/02/2019	20	0	0	0,5	0,052
411	16/02/2019	20	0	0	0,5	0,052

Nota. Esta gráfica muestra como es el área de introducción de acciones para la antena generadora y el pozo productor en el archivo de Excel.

3.3.1.4. Programación del algoritmo mediante Visual Basic.

Para realizar el código base se decide utilizar Visual Basic por practicidad, ya que esta herramienta se encuentra disponible en Excel y nos permite trabajar con la interfaz creada anteriormente para crear el algoritmo necesario para la keyword “HEATR”

En esta etapa, se procede a nombrar las variables para que sean fáciles de reconocer y adicionalmente se escriben comentarios para hacer mención a que está realizando el macro en cada momento y comprender de donde sale la información.

Finalmente, este macro creará un archivo .dat con la información del archivo de entrada y las líneas generadas mediante las indicaciones dadas, las cuales serán mostradas con la keyword “HEATR al inicio de cada una de estas y seguida de los valores calculados como lo son el calor absorbido y la ubicación en las coordenadas IJK. Las figuras 14 y 15 muestran parte del código creado para la ejecución de este macro en Excel.

Figura 14.

Programación del algoritmo mediante Visual Basic parte 1.

```

Microsoft Visual Basic para Aplicaciones - S201020.xlsm [interrupción] - [ThisWorkbook (Código)]
Archivo Edición Ver Insertar Formato Depuración Ejecutar Herramientas Complementos Ventana Ayuda
Lín 673, Col 16
(General) LeerContenidoArchivoTexto

Sub SeleccionarArchivo()
    Dim seleccion As FileDialog
    Dim rutaArchivo As String

    ' Crear una instancia del explorador de archivos
    Set seleccion = Application.FileDialog(msoFileDialogFilePicker)

    ' Permitir la selección de solo un archivo
    seleccion.AllowMultiSelect = False

    ' Filtrar por archivos con extensión .dat
    seleccion.Filters.Add "Archivos DAT", "*.dat"

    ' Mostrar el explorador de archivos y esperar a que se seleccione un archivo
    If seleccion.Show = -1 Then
        ' Obtener la ruta completa del archivo seleccionado
        rutaArchivo = seleccion.SelectedItems(1)

        ' Colocar la ruta en la celda 3,3
        Sheets(1).Cells(3, 5).Value = rutaArchivo
    End If
End Sub

Sub Ejecutar()
    Dim rutaArchivo As String
    Dim textoArchivo As String
    Dim nc(3) As Double 'numero de celdas en r, teta y k
    Dim posicionTexto As Long
    Dim posicionNumero As Long
    Dim longitudNumero As Long
    Dim dr(1000) As Double 'valores de los dr de la celda
    Dim RW As Double 'radio del pozo
    Dim numeroTexto As String
    Dim dk As Double 'delta de K como un valor homogéneo para toda la malla
    Dim fecha(3) As Double 'fecha en formato año mes y día
    Dim rockcp(2) As Double 'Capacidad calorífica volumétrica para los dos tipos de roca
    Dim Tini As Double 'temperatura inicial
    Dim wellname As String 'contiene el nombre del pozo productor
    ' Obtener la ruta del archivo de texto

```

Nota. Esta gráfica muestra una parte del código presente en Visual Basic para la generación del archivo .dat.

Figura 15.

Programación del algoritmo mediante Visual Basic parte 2.

```

Microsoft Visual Basic para Aplicaciones - S201020.xlsm [interrupción] - [ThisWorkbook (Código)]
Archivo Edición Ver Insertar Formato Depuración Ejecutar Herramientas Complementos Ventana Ayuda
Lin 550, Col 56
(Ejecutar)

'aplicar el modelo para calcular el calor absorbido en el radio
Pfin = P * Exp(-alfa * (rfin * 0.3048 - rini * 0.3048))
Qabs = P - Pfin ' en BTU por día
'dividir el calor en el total de celdas
Nceldas = (kant2(1) - kant1(1) + 1) * nc(2)
Q = Qabs / Nceldas
cadena = "*HEATR *IJK " & r & " 1:6 " & kant1(1) & ":" & kant2(1) & " " & Q &
Nceldas = (kant2(2) - kant1(2) + 1) * nc(2)
Q = Qabs / Nceldas
cadena = cadena & "*HEATR *IJK " & r & " 1:6 " & kant1(2) & ":" & kant2(2) &
Nceldas = (kant2(3) - kant1(3) + 1) * nc(2)
Q = Qabs / Nceldas
cadena = cadena & "*HEATR *IJK " & r & " 1:6 " & kant1(3) & ":" & kant2(3) &
cadena = Replace(cadena, ",", ".")

IMPR = IMPR & cadena & vbNewLine

'actualizar potencia
P = Pfin

'actualizar la temperatura
If i < nd Then
dt = dias(i + 1) - dias(i)
Trad(r) = Trad(r) + Qabs * (dt) / VolC(r)
End If

Next r

'+++++
'abrir o cerrar el pozo
If pozoact(i) > 0 Then
IMPR = IMPR & "OPEN '" & wellname & "'" & vbNewLine
'aquí se debe reiniciar el conteo de acumulación de calor)
For r = 1 To nc(1)
Trad(r) = Tini
Next r

```

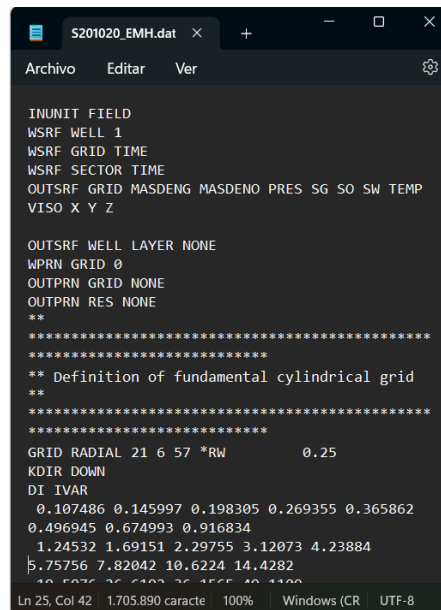
Nota. Esta gráfica muestra una parte del código presente en Visual Basic para la generación del archivo .dat.

3.3.1.5. Creación del archivo .dat con la keyword “HEATR”

Finalmente, al agregar todos los datos necesarios, definir el tiempo de simulación, potencia a utilizar y los periodos de inducción, producción o periodos de espera, se procede a ejecutar el macro para obtener el archivo .dat como se evidencia en las figuras 16 y 17.

Figura 16.

Creación del archivo .dat con la keyword “HEATR” parte 1.



```

S201020_EMH.dat
Archivo  Editar  Ver

INUNIT FIELD
WSRF WELL 1
WSRF GRID TIME
WSRF SECTOR TIME
OUTSRF GRID MASDENG MASDENO PRES SG SO SW TEMP
VISO X Y Z

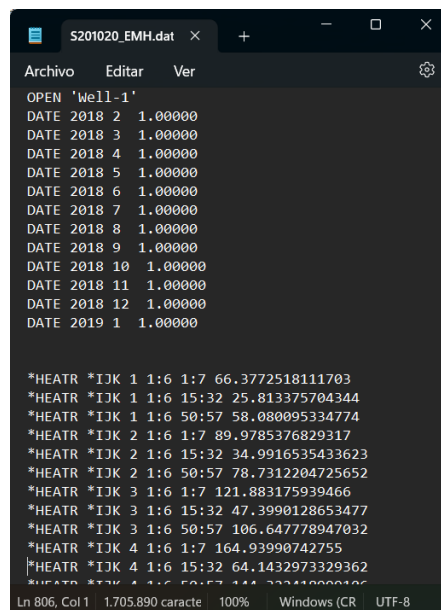
OUTSRF WELL LAYER NONE
WPRN GRID 0
OUTPRN GRID NONE
OUTPRN RES NONE
**
*****
** Definition of fundamental cylindrical grid
**
*****
GRID RADIAL 21 6 57 *RW      0.25
KDIR DOWN
DI IVAR
 0.107486 0.145997 0.198305 0.269355 0.365862
0.496945 0.674993 0.916834
 1.24532 1.69151 2.29755 3.12073 4.23884
 5.75756 7.82042 10.6224 14.4282
*****
Ln 25, Col 42  1.705.890 caracte  100%  Windows (CR)  UTF-8

```

Nota. Esta gráfica muestra una parte del archivo .dat generado por el código anterior.

Figura 17.

Creación del archivo .dat con la keyword “HEATR” parte 2.



```

S201020_EMH.dat
Archivo  Editar  Ver

OPEN 'well-1'
DATE 2018 2 1.00000
DATE 2018 3 1.00000
DATE 2018 4 1.00000
DATE 2018 5 1.00000
DATE 2018 6 1.00000
DATE 2018 7 1.00000
DATE 2018 8 1.00000
DATE 2018 9 1.00000
DATE 2018 10 1.00000
DATE 2018 11 1.00000
DATE 2018 12 1.00000
DATE 2019 1 1.00000

*HEATR *IJK 1 1:6 1:7 66.3772518111703
*HEATR *IJK 1 1:6 15:32 25.813375704344
*HEATR *IJK 1 1:6 50:57 58.080095334774
*HEATR *IJK 2 1:6 1:7 89.9785376829317
*HEATR *IJK 2 1:6 15:32 34.9916535433623
*HEATR *IJK 2 1:6 50:57 78.7312204725652
*HEATR *IJK 3 1:6 1:7 121.883175939466
*HEATR *IJK 3 1:6 15:32 47.3990128653477
*HEATR *IJK 3 1:6 50:57 106.647778947032
*HEATR *IJK 4 1:6 1:7 164.93990742755
*HEATR *IJK 4 1:6 15:32 64.1432973329362
*HEATR *IJK 4 1:6 50:57 144.222110001206
*****
Ln 806, Col 1  1.705.890 caracte  100%  Windows (CR)  UTF-8

```

Nota. Esta gráfica muestra una parte del archivo .dat generado por el código anterior.

4. Resultados

Para el desarrollo de este proyecto se tendrán en cuenta inicialmente el modelo en frío (el cual denominaremos modelo base) y cuatro modelos de producción. Cada modelo (excepto el modelo base) fue ejecutado con tres configuraciones diferentes como se evidencia en la tabla 6.

Tabla 6.

Modelos de producción con su respectiva configuración.

<i>Modelo</i>	<i>Submodelo</i>	<i>Tiempo de inducción de ondas (meses)</i>	<i>Tiempo de reposo (meses)</i>	<i>Tiempo de producción (meses)</i>	<i>Potencia (kW)</i>
	<i>Base</i>	N/A	N/A	132	N/A
<i>M1</i>	M1A20	1	1	6	20
	M1A40	1	1	6	40
	M1A60	1	1	6	60
<i>M2</i>	M2A20	1	2	9	20
	M2A40	1	2	9	40
	M2A60	1	2	9	60
<i>M3</i>	M3A20	1	1	10	20
	M3A40	1	1	10	40
	M3A60	1	1	10	60
<i>M4</i>	M4A20	2	0	10	20
	M4A40	2	0	10	40
	M4A60	2	0	10	60

Nota. Elaboración propia.

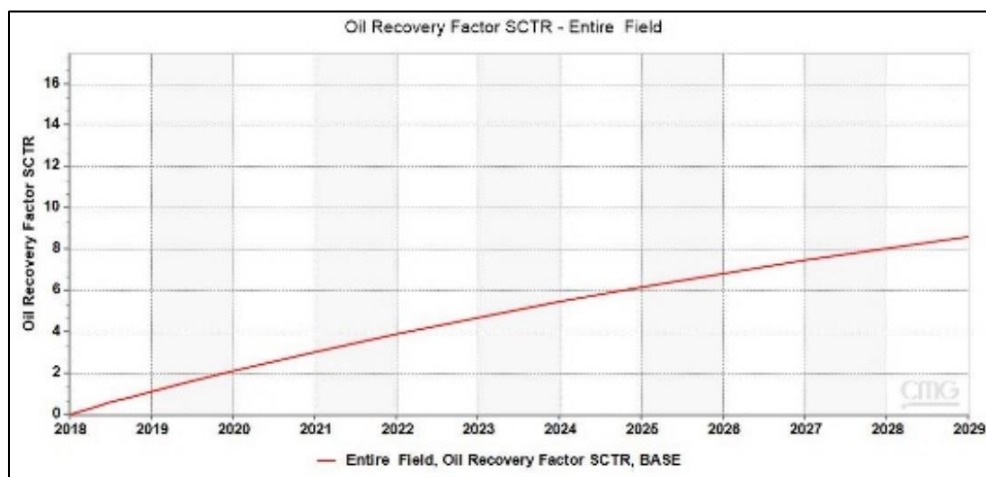
Estos modelos se implementaron considerando los datos recolectados de la literatura, en donde se evidencia que la potencia óptima varía entre 20kW y 60 kW (Yadali Benyamin, 2022). Las configuraciones anteriores tienen presente 3 periodos, los cuales son: el periodo de inducción de ondas, un periodo de reposo para saber que comportamiento tendrá el pozo y finalmente el pozo de producción. Estos tiempos se establecieron de acuerdo con lo relacionado con las pruebas de campo realizadas en diferentes países como se muestra en el capítulo 2. Finalmente, todas las configuraciones tendrán un periodo de 11 años en donde el primer año será siempre de producción sin CEM.

4.1. Simulación del Modelo Base

Inicialmente se simuló el modelo base por un periodo de 11 años con la finalidad de identificar y tener presente el comportamiento del pozo sin aplicar CEM y poder compararlo con los modelos posteriores, los cuales implementa CEM. A continuación, las figuras 18, 19 y 20 muestran la tasa diaria de producción, la acumulación de aceite a lo largo del periodo de producción y el factor de recobro.

Figura 18.

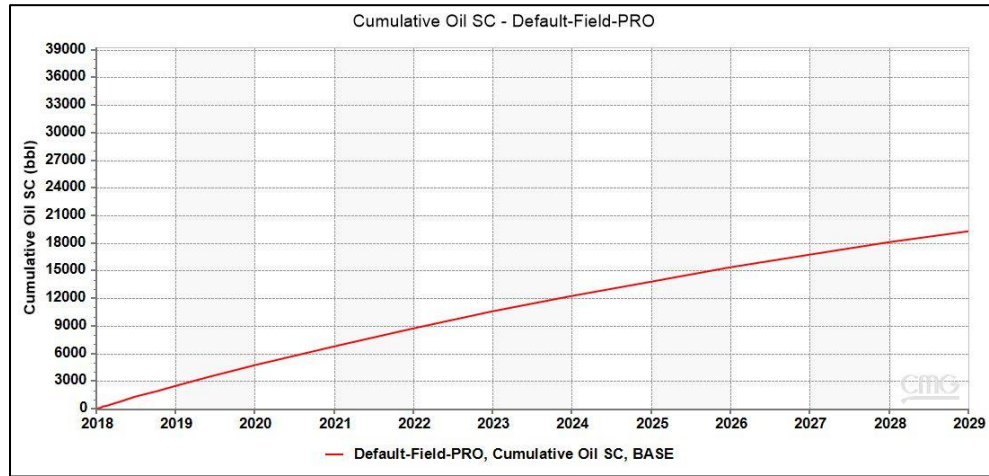
Factor de recobro del modelo Base.



Nota. Gráfico generado por CMG con la información de los capítulos anteriores y la tabla 6.

Figura 19.

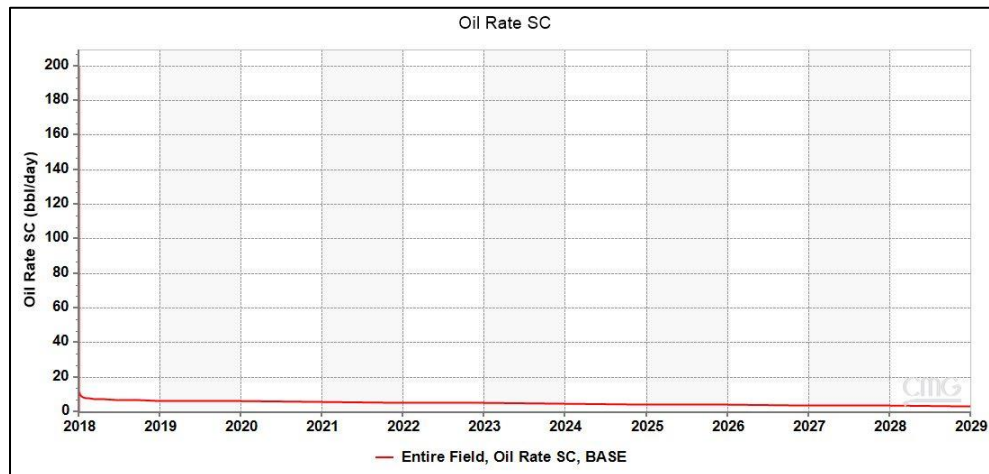
Crudo acumulado del modelo Base.



Nota. Gráfico generado por CMG con la información de los capítulos anteriores y la tabla 6.

Figura 20.

Tasa de crudo diaria del modelo Base.



Nota. Gráfico generado por CMG con la información de los capítulos anteriores y la tabla 6.

A partir de los resultados anteriores, se obtiene la tabla 7, la cual indica valores numéricos que tendremos como referencia para compararlos con los modelos con CEM. Adicionalmente, se establece que para el factor de recobro y el aceite acumulado se revisará la fecha del 1 de enero de 2029 y la tasa diaria de crudo se eligió un valor intermedio que será el 1 de septiembre de 2028.

Tabla 7.

Datos de salida modelo Base.

<i>Modelo</i>	<i>Submodelo</i>	<i>Factor de recobro (%)</i>	<i>Tasa acumulada de crudo (BBL)</i>	<i>Tasa de crudo (BBL/D)</i>
	<i>Base</i>	8,61378	19370,4	3,3892

Nota. Elaboración propia con base en los resultados generados por CMG.

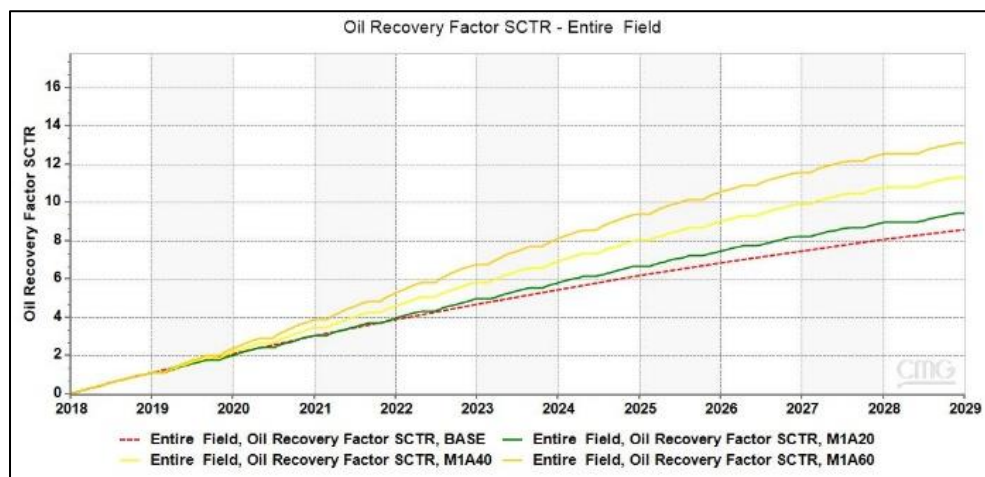
A medida que se van obteniendo los resultados de los diferentes modelos, esta tabla se irá complementando con la información relacionada de las demás simulaciones

4.2. Simulaciones del Modelo 1

El primer modelo se simulo inicialmente para poder conocer el comportamiento que tendría el pozo al implementar CEM, por lo que se decide establecer que cada ciclo contará con 1 mes de inducción, 1 mes de reposo y 6 meses de producción fijo y se variarán las potencias definiendo 3 valores que son 20 kW, 40 kW y 60 kW. Finalmente se obtiene las gráficas de la figura 21, 22 y 23 donde están presente las 3 configuraciones del modelo 1 junto al modelo base.

Figura 21.

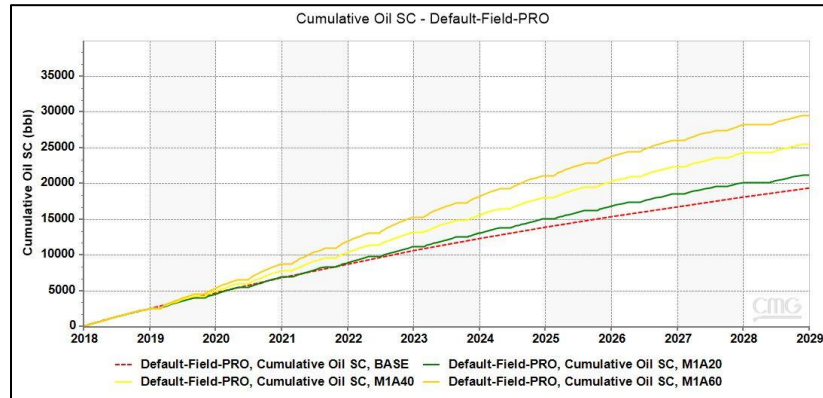
Factor de recobro del modelo 1 vs el modelo base.



Nota. Gráfico generado por CMG con la información de los capítulos anteriores y la tabla 6.

Figura 22.

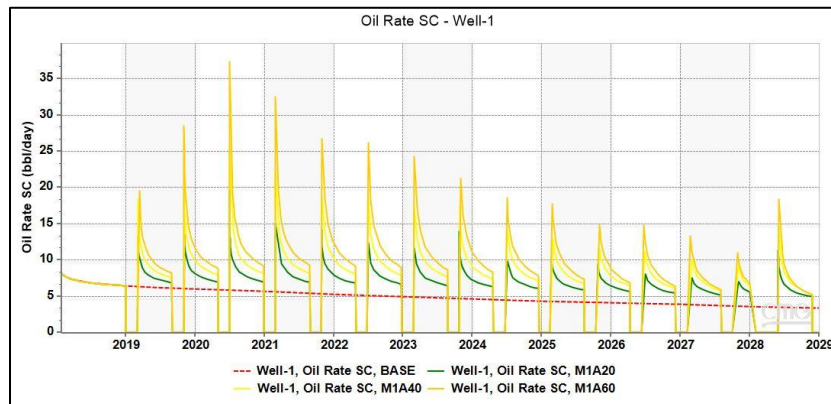
Crudo acumulado del modelo 1 vs el modelo base.



Nota. Gráfico generado por CMG con la información de los capítulos anteriores y la tabla 6.

Figura 23.

Tasa de crudo diaria del modelo 1 vs el modelo base.



Nota. Gráfico generado por CMG con la información de los capítulos anteriores y la tabla 6.

Tabla 8.

Datos de salida modelo base y el modelo 1.

<i>Modelo</i>	<i>Submodelo</i>	<i>Factor de recobro (%)</i>	<i>Tasa acumulada de crudo (BBL)</i>	<i>Tasa de crudo (BBL/D)</i>
<i>M1</i>	<i>Base</i>	8,61378	19370,4	3,3892
	M1A20	9,4303	21206,8	5,5177
	M1A40	11,3429	25507,6	6,31612
	M1A60	13,1138	29490	6,44172

Nota. Elaboración propia con base en los resultados generados por CMG.

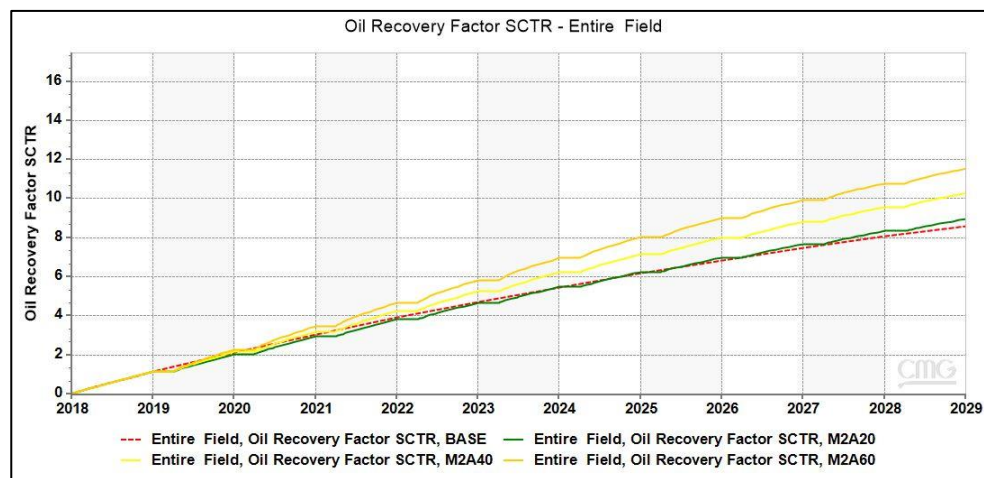
De acuerdo con los resultados obtenidos se logra evidenciar que las tres configuraciones presentan un aumento con relación al modelo base, teniendo el mejor resultado con la potencia de 60 kW, aumentando un 50% la producción de aceite con respecto al modelo base. Sin embargo, durante un año se lleva a cabo un ciclo y medio, lo cual no es tan práctico para analizar el comportamiento año a año en relación con un ciclo. Por lo tanto, se considera necesario replantear la duración de cada periodo durante un ciclo, obteniendo finalmente las configuraciones presentadas en la tabla 6.

4.3. Simulaciones del modelo 2

Para el modelo 2, se establecen tres periodos, los cuales son: 1 mes de inducción de ondas teniendo potencias de 20 kW, 40 kW y 60 kW, 2 meses de reposo para analizar si el pozo presenta cambios significativos al dejarlo cerrado justo después de la inducción y finalmente se inicia la producción del pozo. Así, se obtienen las gráficas de las figuras 24, 25 y 26 de las configuraciones del modelo 2 vs el modelo base.

Figura 24.

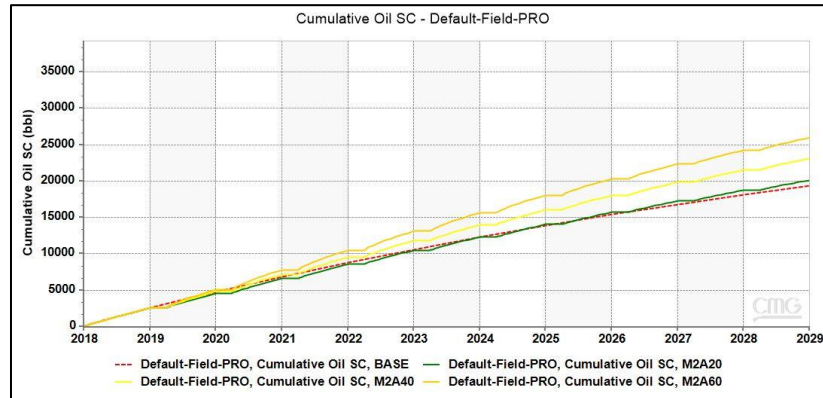
Factor de recobro del modelo 2 vs el modelo base.



Nota. Gráfico generado por CMG con la información de los capítulos anteriores y la tabla 6.

Figura 25.

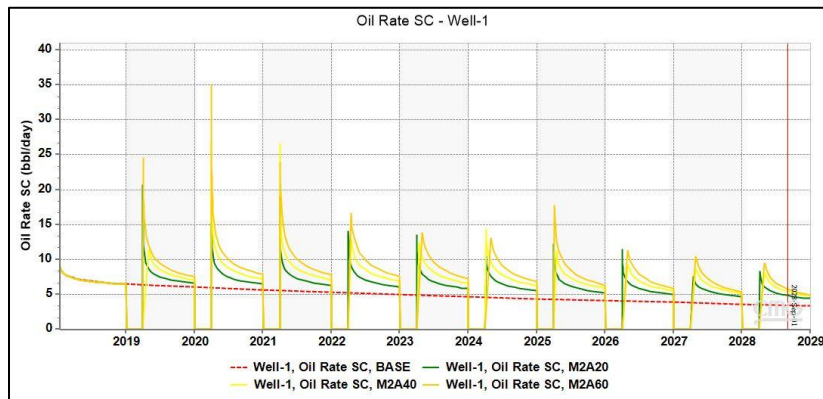
Crudo acumulado del modelo 2 vs modelo base.



Nota. Gráfico generado por CMG con la información de los capítulos anteriores y la tabla 6.

Figura 26.

Tasa de crudo diaria del modelo 2 vs modelo base.



Nota. Gráfico generado por CMG con la información de los capítulos anteriores y la tabla 6.

Tabla 9.

Datos de salida modelo 2 vs modelo base.

<i>Modelo</i>	<i>Submodelo</i>	<i>Factor de recobro (%)</i>	<i>Tasa acumulada de crudo (BBL)</i>	<i>Tasa de crudo (BBL/D)</i>
<i>M2</i>	<i>Base</i>	8,61378	19370,4	3,3892
	M2A20	8,95706	20142,4	4,42768
	M2A40	10,2847	23128,1	5,39959
	M2A60	11,5396	25950	5,75701

Nota. Elaboración propia con base en los resultados generados por CMG.

Continuando con el análisis, para estas configuraciones se evidencia un aumento tanto en el factor de recobro como en la tasa de aceite, sin embargo, este mismo es menor que el presentado en el modelo anterior, siendo del 33% aproximadamente, dando a entender que quizá la duración de alguno de los periodos pueda generar un impacto en la producción de aceite.

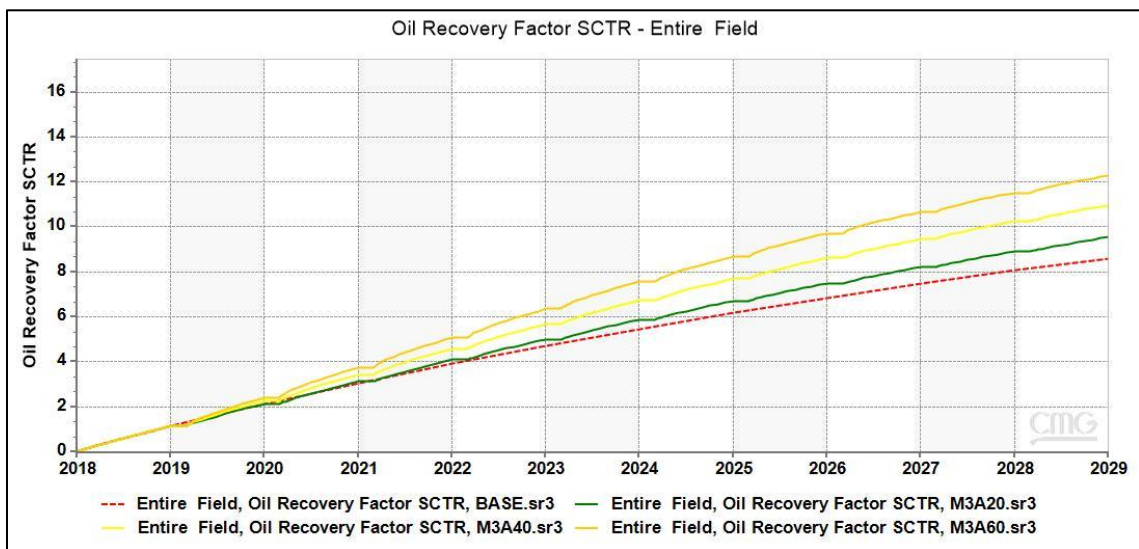
Por lo tanto, se decide realizar dos variaciones para los modelos 3 y 4 con la finalidad de aclarar que periodo podría ser el que afecte este cambio en la producción de aceite, estableciendo entonces para el modelo 3 un ciclo que cuenta con un mes de inducción, un mes de reposo y diez meses de producción y para el modelo 4 el ciclo contará únicamente con dos meses de inducción y diez meses de producción, eliminado así el tiempo de reposo.

4.4. Simulaciones del modelo 3

Las figuras 27, 28 y 29 presentadas a continuación muestran el comportamiento del modelo 3 en sus distintas configuraciones, las cuales se encuentran en la tabla 6.

Figura 27

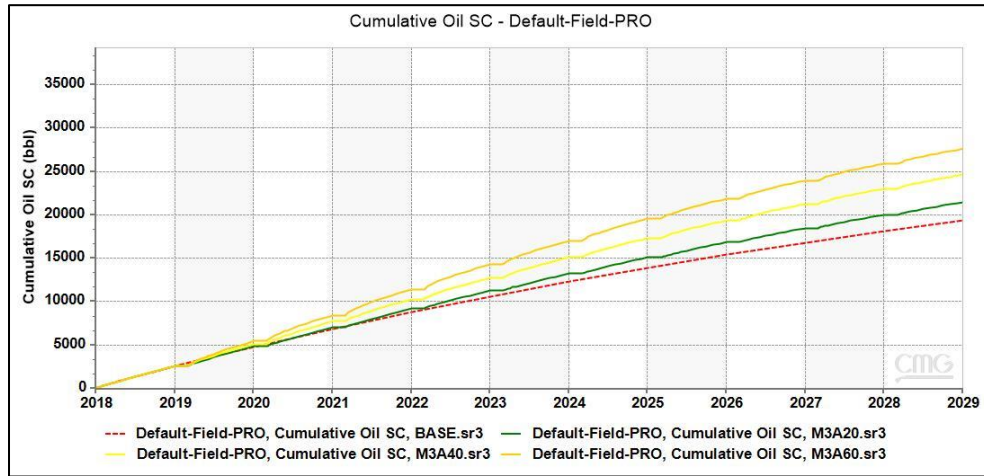
Factor de recobro del modelo 3 vs modelo base.



Nota. Gráfico generado por CMG con la información de los capítulos anteriores y la tabla 6.

Figura 28.

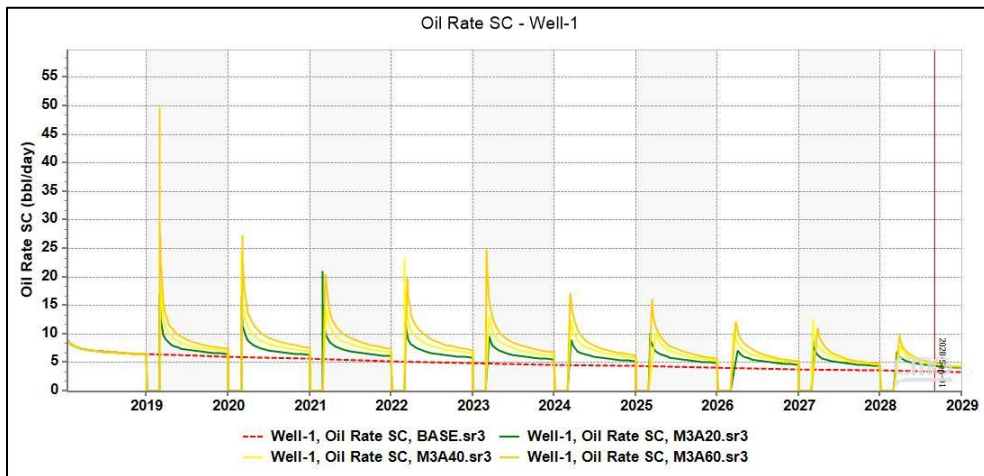
Crudo acumulado del modelo 3 vs modelo base.



Nota. Gráfico generado por CMG con la información de los capítulos anteriores y la tabla 6.

Figura 29.

Tasa de crudo diaria del modelo 3 vs modelo base.



Nota. Gráfico generado por CMG con la información de los capítulos anteriores y la tabla 6.

Tabla 10.

Datos de salida modelo 3 y del modelo base.

<i>Modelo</i>	<i>Submodelo</i>	<i>Factor de recobro (%)</i>	<i>Tasa acumulada de crudo (BBL)</i>	<i>Tasa de crudo (BBL/D)</i>
<i>M3</i>	<i>Base</i>	8,61378	19370,4	3,3892
	M3A20	9,54795	21471,2	4,41083
	M3A40	10,9651	24658	4,76403
	M3A60	12,2784	27611,4	4,88559

Nota. Elaboración propia con base en los resultados generados por CMG.

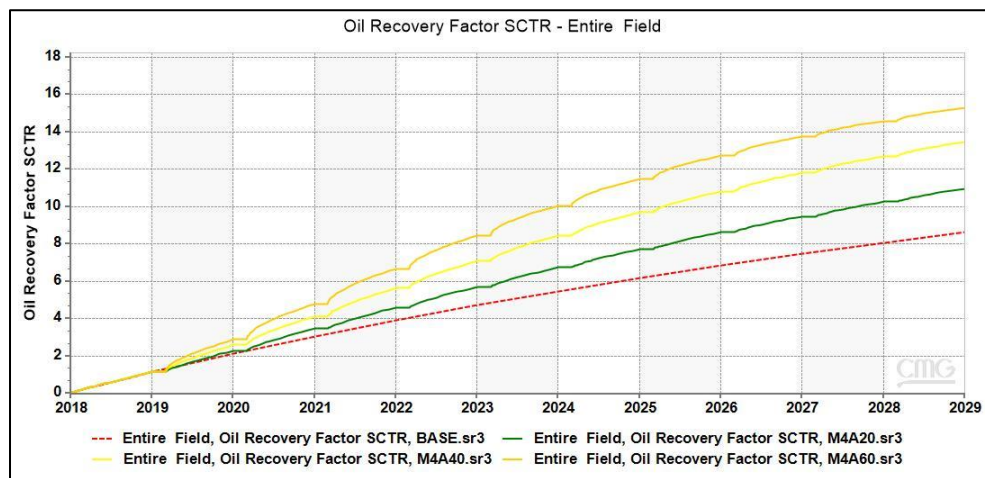
De acuerdo con lo anterior, la mejor configuración para este modelo sería la de mayor potencia, obteniendo un aumento del 42% aproximadamente en comparación con el modelo base, siendo este escenario mucho mejor que el del modelo 2 y obteniendo valores cercanos a los del mejor escenario hasta el momento que sería el de mayor potencia en el modelo 1.

4.5. Simulaciones del Modelo 4

Las figuras 30, 31 y 32 presentadas a continuación muestran el comportamiento del modelo 3 en sus distintas configuraciones, las cuales se encuentran en la tabla 6.

Figura 30

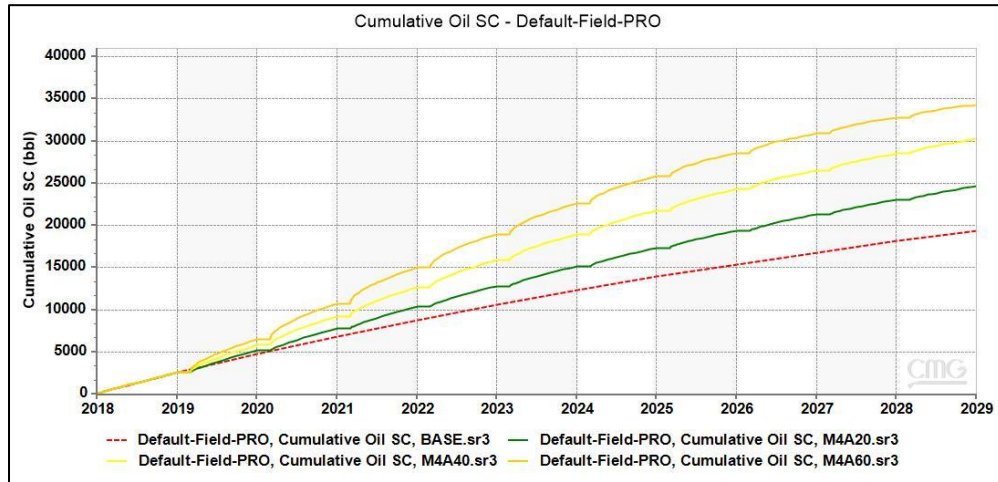
Factor de recobro del modelo 4 vs modelo base.



Nota. Gráfico generado por CMG con la información de los capítulos anteriores y la tabla 6.

Figura 31.

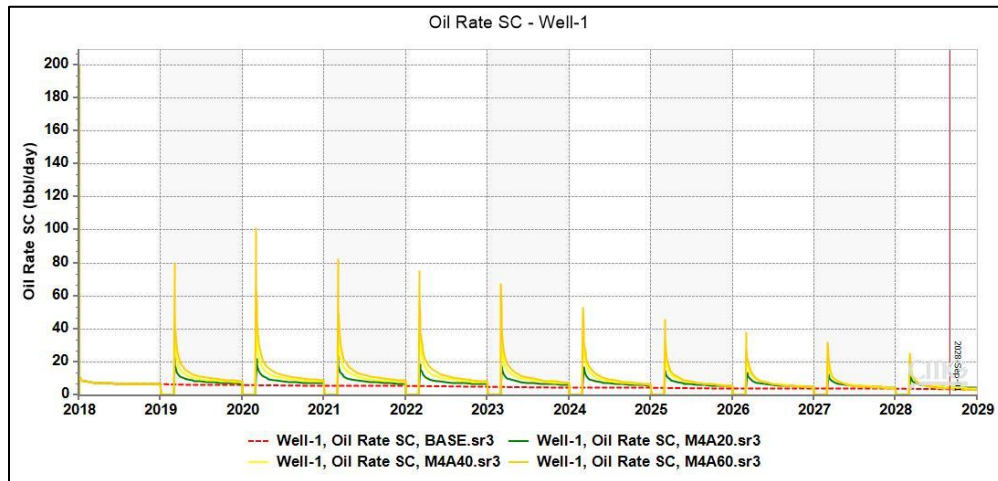
Crudo acumulado del modelo 4 vs modelo base.



Nota. Gráfico generado por CMG con la información de los capítulos anteriores y la tabla 6.

Figura 32.

Tasa de crudo diaria del modelo 4 vs modelo base.



Nota. Gráfico generado por CMG con la información de los capítulos anteriores y la tabla 6.

Tabla 11.

Datos de salida modelo 4 y del modelo base.

<i>Modelo</i>	<i>Submodelo</i>	<i>Factor de recobro (%)</i>	<i>Tasa acumulada de crudo (BBL)</i>	<i>Tasa de crudo (BBL/D)</i>
<i>M4</i>	<i>Base</i>	8,61378	19370,4	3,3892
	M4A20	10,9711	24671,4	4,67193
	M4A40	13,4545	30256,1	4,60148
	M4A60	15,2674	34332,8	3,80003

Nota. Elaboración propia con base en los resultados generados por CMG.

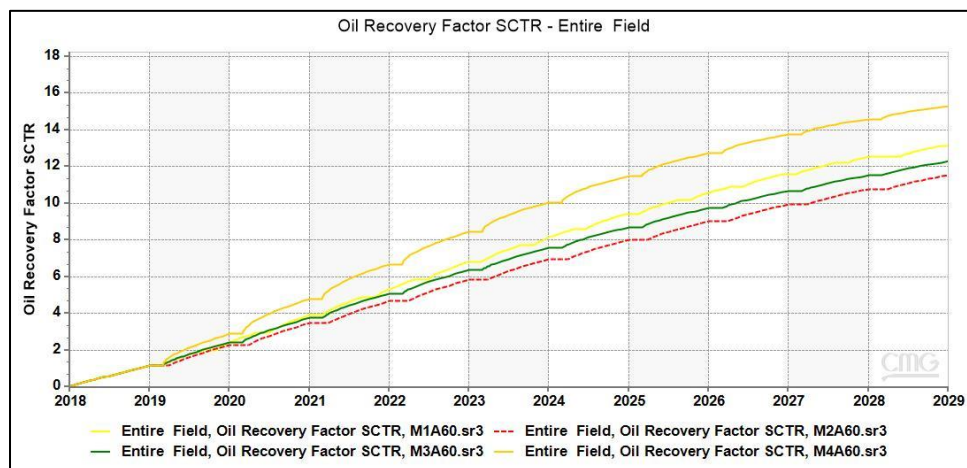
Finalmente, en el modelo 4 se logra evidenciar que la configuración con mayor potencia es la que mejor resultados aporta de todos los modelos presentados anteriormente, ya que, se logra conseguir un 77% de aumento en relación con el modelo base, alcanzando un factor de recobro del 15,2674% y una tasa de producción diaria de 3,8 BBL/D.

4.6. Mejor configuración de cada modelo de simulación

A partir de las simulaciones anteriores, se decide elegir la mejor configuración de cada uno de estos modelos y compararlos directamente para poder seleccionar la mejor; evidenciando en todos los casos, la mejor es la que cuenta con la mayor potencia (60 kW).

Figura 33.

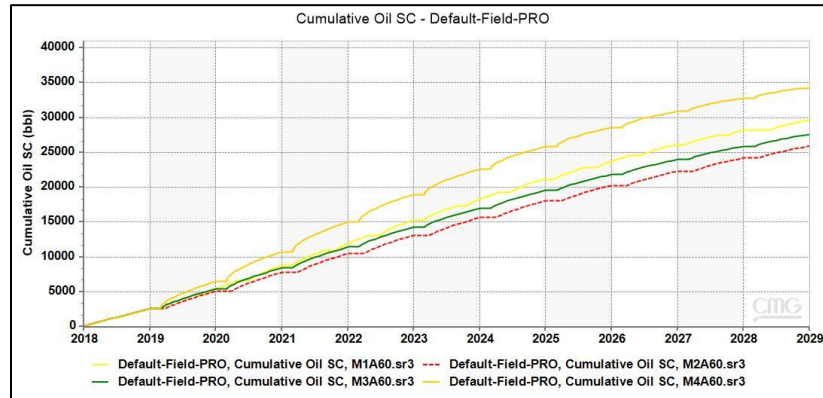
FR de las mejores configuraciones de cada modelo vs el modelo base.



Nota. Gráfico generado por CMG con la información de los capítulos anteriores y la tabla 6.

Figura 34.

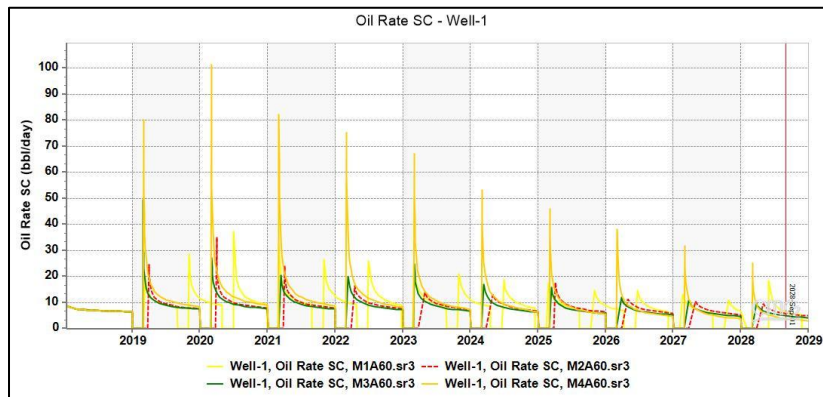
Crudo acumulado de las mejores configuraciones de cada modelo vs Modelo base.



Nota. Gráfico generado por CMG con la información de los capítulos anteriores y la tabla 6.

Figura 35.

Tasa diaria de las mejores configuraciones de cada modelo vs modelo base.



Nota. Gráfico generado por CMG con la información de los capítulos anteriores y la tabla 6.

Los resultados de estas simulaciones se encuentran en la tabla 12, en la cual el mejor modelo es el 4, el cual cuenta únicamente con dos meses de inducción y diez meses de producción a una potencia de 60 kW.

Tabla 12.

Datos de salida del modelo base y la mejor configuración de cada modelo.

<i>Modelo</i>	<i>Submodelo</i>	<i>Factor de recobro (%)</i>	<i>Tasa acumulada de crudo (BBL)</i>	<i>Tasa de crudo (BBL/D)</i>
	<i>Base</i>	8,61378	19370,4	3,3892
<i>M2</i>	M2A60	11,5396	25950	5,75701
<i>M3</i>	M3A60	12,2784	27611,4	4,88559
<i>M4</i>	M4A60	15,2674	34332,8	3,80003

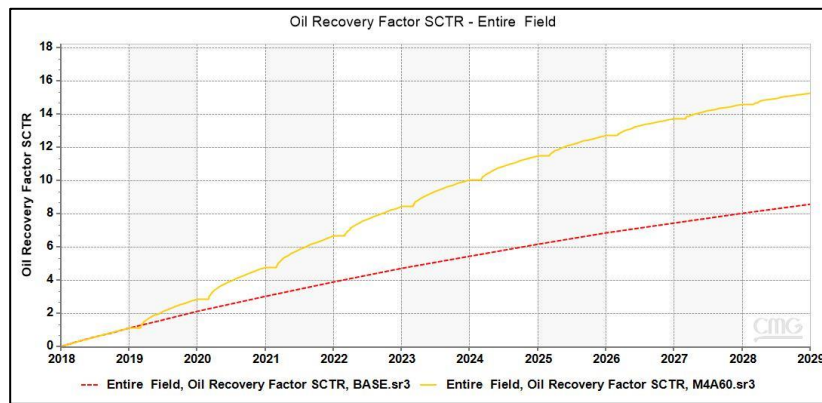
Nota. Elaboración propia con base en los resultados generados por CMG.

4.7. Modelo seleccionado vs Modelo base

A continuación, se presentan las figuras 34, 35 y 36 con el modelo base vs el modelo seleccionado como el mejor modelo (M4A60).

Figura 36.

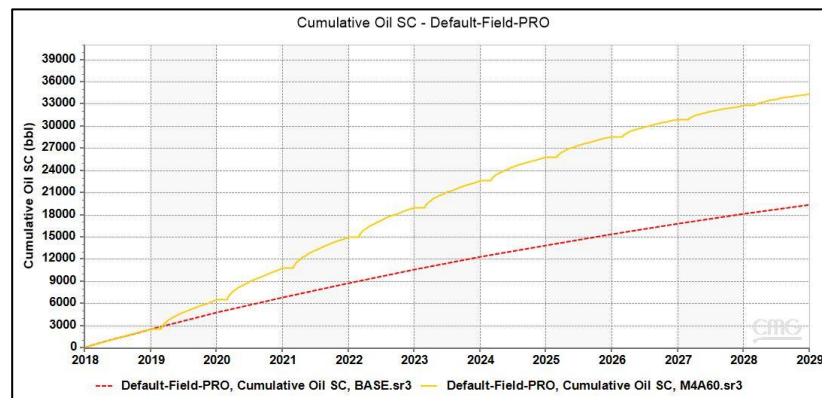
Factor de recobro Modelo seleccionado vs Modelo base.



Nota. Gráfico generado por CMG con la información de los capítulos anteriores y la tabla 6.

Figura 37.

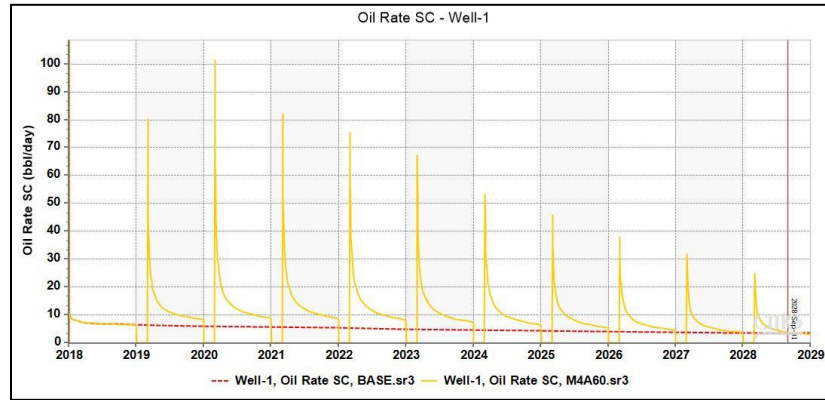
Crudo acumulado Modelo seleccionado vs Modelo base.



Nota. Gráfico generado por CMG con la información de los capítulos anteriores y la tabla 6.

Figura 38.

Tasa de crudo diaria Modelo seleccionado vs Modelo base.



Nota. Gráfico generado por CMG con la información de los capítulos anteriores y la tabla 6.

Tabla 13.

Datos de salida del modelo seleccionado y el modelo base.

<i>Modelo</i>	<i>Submodelo</i>	<i>Factor de recobro (%)</i>	<i>Tasa acumulada de crudo (BBL)</i>	<i>Tasa de crudo (BBL/D)</i>
	<i>Base</i>	8,61378	19370,4	3,3892
<i>M4</i>	<i>M4A60</i>	15,2674	34332,8	3,80003

Nota. Elaboración propia con base en los resultados generados por CMG.

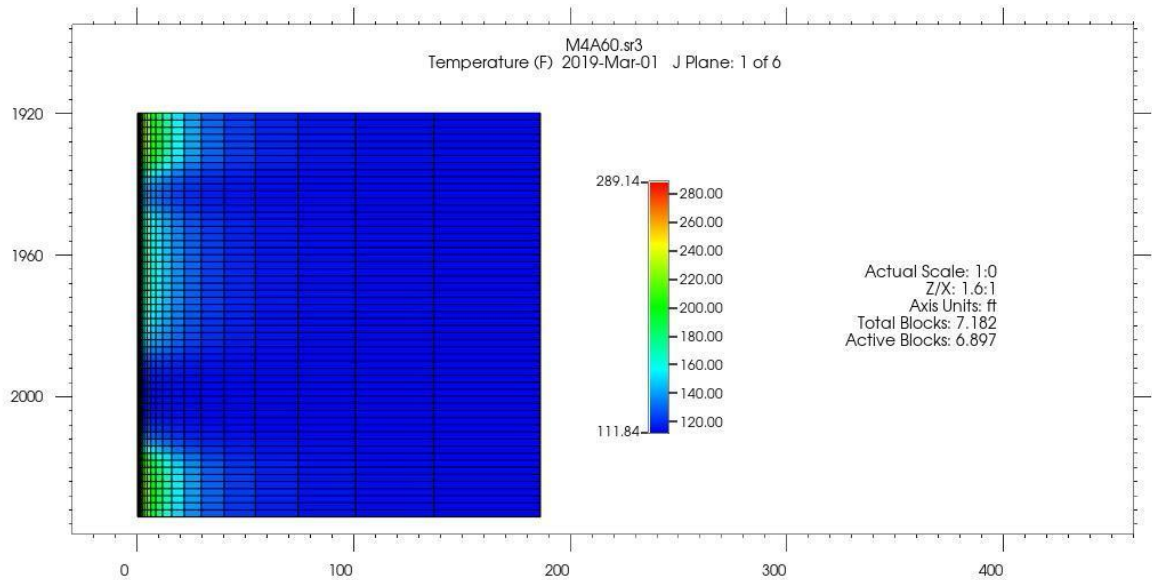
4.8. Comportamiento de la temperatura

Durante el proceso de implementación de la técnica, la temperatura es un factor clave para reducir la viscosidad y lograr estos aumentos en la producción del pozo. Además, es importante resaltar que este mismo podría generar cambios en los parámetros cinéticos de las reacciones; sin embargo, en este caso no se presentan estos mismo ya que no se alcanza la energía de activación necesaria (300°F). La figura 39 muestra el comportamiento de la temperatura en el pozo del modelo M4A60 mientras se está induciendo calor en este mismo, en donde se evidencia que la

temperatura máxima alcanzada es de 289,14 °F, siendo esta la máxima temperatura obtenida de todas las simulaciones realizadas.

Figura 39.

Comportamiento de la temperatura



Nota. Gráfico generado por CMG con la información de los capítulos anteriores y la tabla 6.

4.9. Variaciones de α del mejor modelo

Según Abernethy, el coeficiente de absorción es un valor es un dato muy importante, ya que este definirá la capacidad de absorción de la onda durante el proceso de calentamiento electromagnético, sin embargo, es necesario aclarar que este factor tiene un alto valor de incertidumbre ya que, según la literatura, requiere de diferentes pruebas de laboratorio para saber cuál será el coeficiente de absorción en función de la frecuencia, el medio y los materiales presentes. Por lo tanto, con la finalidad de poder generar un cambio adicional en los parámetros de entrada que no se encuentre asociado a la potencia y los periodos de cada ciclo, se variaría el valor del α como se muestra en la tabla 14 en el modelo M4A60, donde se muestra el multiplicador

SIMULACIÓN DE UN PROCESO DE CALENTAMIENTO ELECTROMAGNÉTICO 60

aplicado al α utilizado en las simulaciones anteriores, estimando diferentes valores de este mismo para analizar diferentes escenarios.

Es importante resaltar que el valor inicialmente utilizado se encuentra definido de acuerdo con lo propuesto por Abernethy en su investigación del incremento de producción de aceite pesado por calentamiento electromagnético, en donde sugiere que es necesario realizar pruebas de laboratorio para optimizar este mismo.

Tabla 14.

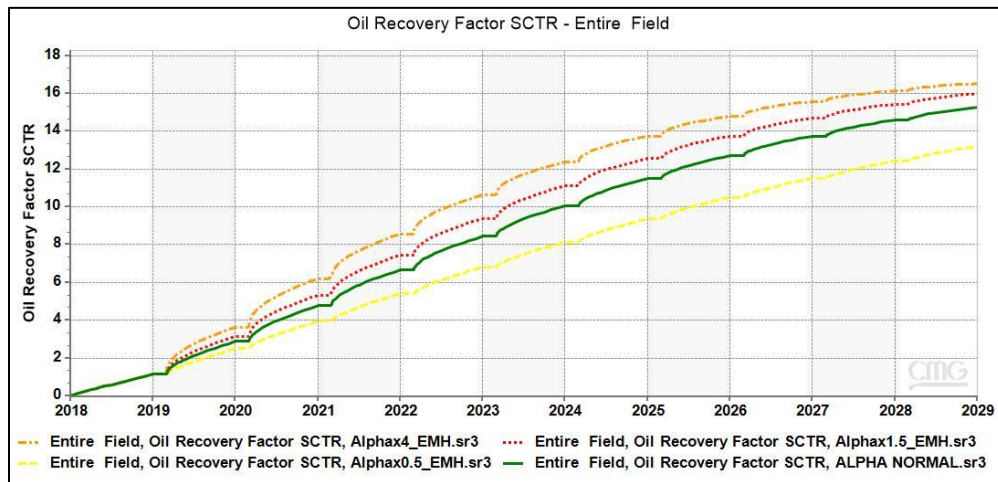
Variaciones de α .

<i>Modelo</i>	<i>Submodelo</i>	<i>Alpha</i>
<i>M4</i>	M4A60	Normal
		*0,5
		*1,5
		*4

Nota. Elaboración propia con la finalidad de analizar 3 escenarios adicionales variando el α

Figura 40.

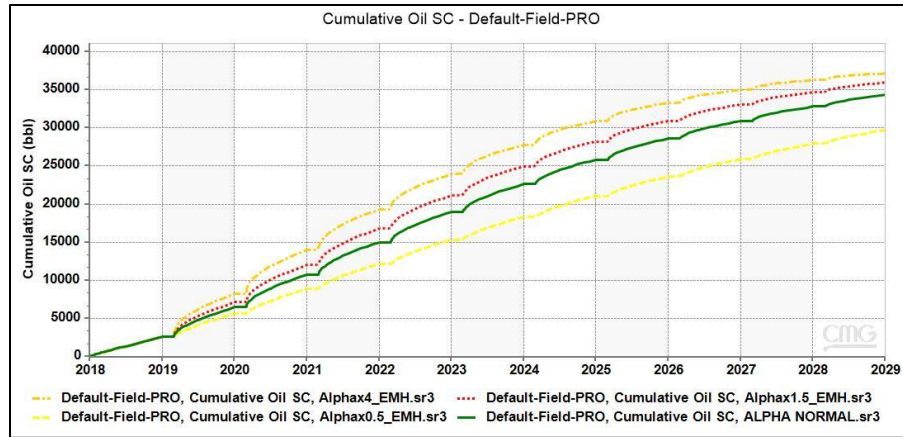
Factor de recobro de las variaciones de α .



Nota. Gráfico generado por CMG con la información de los capítulos anteriores y la tabla 6 y 14.

Figura 41.

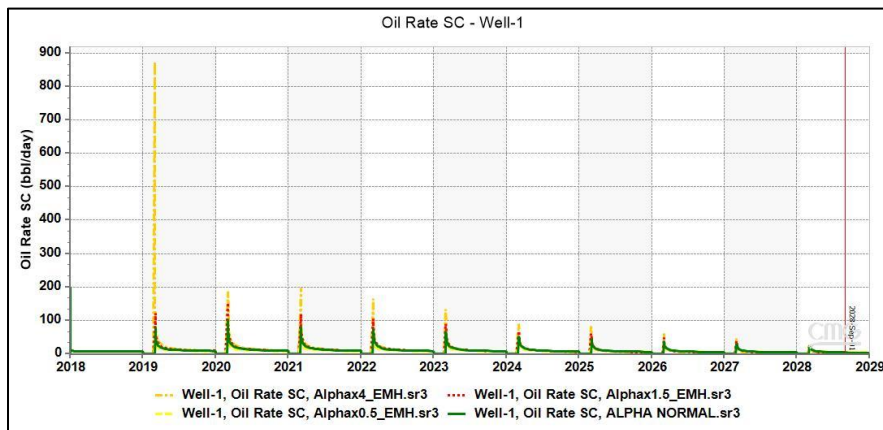
Crudo acumulado de las variaciones de α .



Nota. Gráfico generado por CMG con la información de los capítulos anteriores y la tabla 6 y 14.

Figura 42.

Tasa de crudo diaria de las variaciones de α .



Nota. Gráfico generado por CMG con la información de los capítulos anteriores y la tabla 6 y 14.

Tabla 15.

Datos de salida de las variaciones de α .

Modelo	Submodelo	Alpha	Factor de recobro (%)	Tasa acumulada de crudo (BBL)	Tasa de crudo (BBL/D)
M4	M4A60	Base	8,61378	19370,4	3,3892
		Normal	15,2674	34332,8	3,80003
		*0,5	13,215	29717,6	4,92249
		*1,5	15,9929	35964,4	2,91022
		*4	16,5223	37154,9	1,83729

Nota. Elaboración propia con base en los resultados generados por CMG.

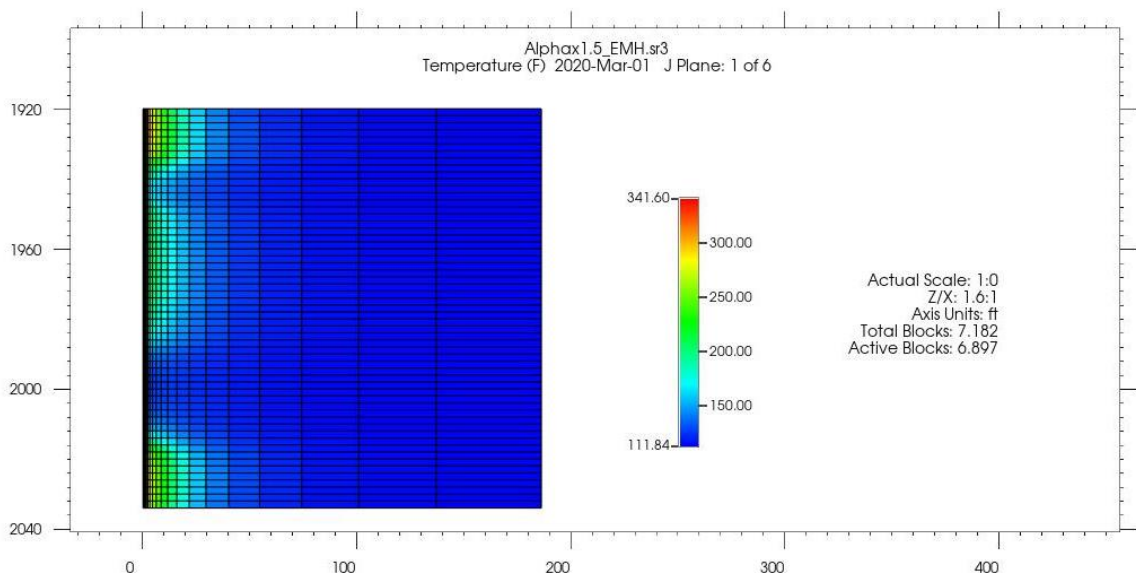
De acuerdo con los resultados anteriores, el valor de α que mejores resultados presenta es el que tiene multiplicador *4, evidenciando que, entre cada simulación, la diferencia de estos factores de recobro es del el 1,26%.

4.10 Comportamiento de la temperatura al variar los α

Finalmente, la temperatura al realizar las variaciones de α cambia significativamente, evidenciando que para el multiplicador de 1,5 y 4, este supera la energía de activación necesaria por lo que se podría llegar a presentar cambios en los parámetros cinéticos de las reacciones, sin embargo, dado que nosotros no queremos superar estos límites de temperatura al establecer que nuestro limite era los 300°F, se presentarán los resultados pero es necesario que posteriormente se ahonde en este parámetro para analizar el efecto de los cambios de las reacciones de los parámetros cinéticos.

Figura 43.

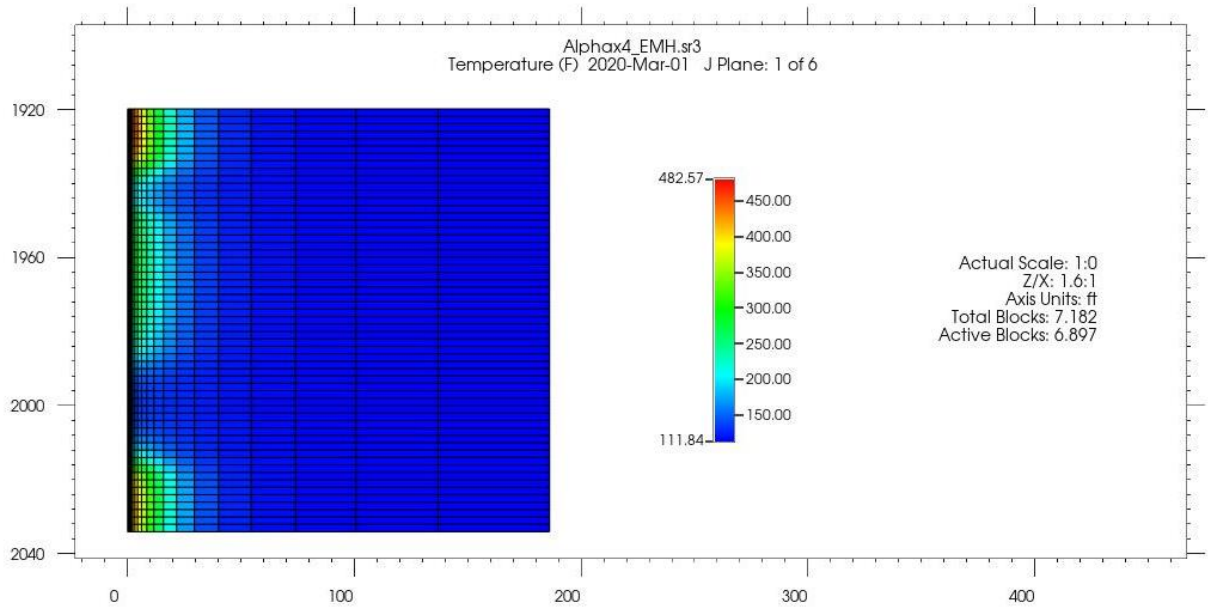
*Variación de la temperatura $\alpha*1,5$*



Nota. Gráfico generado por CMG con la información de los capítulos anteriores y la tabla 6.

Figura 44.

*Variación de la temperatura α^*4*



Nota. Gráfico generado por CMG con la información de los capítulos anteriores y la tabla 6.

5. Análisis y discusión

Mediante el modelo base se buscaba tener un escenario inicial del comportamiento del pozo antes de realizarse alguna intervención en este, y de dicha manera poder tener el modelo con el cual comparar los siguientes modelos de CEM para observar las diferencias y cambios, además, este modelo solo presenta una recuperación primaria.

Inicialmente se decidió establecer el rango de potencias entre 20 kW y 60 kW gracias a que, en estudios previos relacionados con la implementación de ondas electromagnéticas, estos valores eran considerados los óptimos (Yadali Benyamin, 2022). Por otro lado, a través del desarrollo de los siguientes modelos, se tomó la decisión de descartar el modelo 1, debido a que se quería observar el comportamiento que tendría el pozo por años, por lo que decidimos que lo más óptimo era observar el 1 ciclo en 1 año completo.

De igual forma se analizó que el mejor modelo para aplicar en el pozo seleccionado es el modelo 4, ya que presenta en todas sus configuraciones un mejor desempeño que los demás modelos evaluados en este proyecto. Adicionalmente, la mejor configuración fue la de potencia de 60Kw, por ende, finalmente se decide seleccionar el modelo 4 en su configuración de 60 kW (M4A60) con un incremento notable del 77% con respecto al modelo base.

Sin embargo, aunque este último modelo nos presenta los mejores resultados en cuanto a producción, es importante resaltar que esta configuración hace que el pozo produzca la mayor cantidad de aceite durante el periodo de 11 años de simulación. Es decir que, si el objetivo del pozo estuviera centrado en permanecer produciendo a una tasa más estable y en un periodo de tiempo mayor, nuestra recomendación sería implementar alguna de las configuraciones de menor potencia.

Adicionalmente se decidió alterar el valor de α para observar de qué manera este puede afectar el comportamiento del modelo, evidenciando que este factor aumenta la temperatura por encima de los 300°F, lo que a su vez nos indica que los parámetros cinéticos sufrirán cambios al superar la energía de activación y permite a su vez aumentar la producción del pozo, teniendo un incremento en el FR de 1,26% del total, lo que representa un incremento de 2822 bbls aproximadamente, sin embargo, dado que el enfoque del proyecto no se realizó detalladamente en función de estos cambios que se pueden presentar en las reacciones de los parámetros cinéticos y requiere de un análisis más avanzado, se desconoce que efectos se pueden presentar durante la implementación del método de calentamiento electromagnético. Por lo tanto, es necesario resaltar que para futuras investigaciones se debe ahondar en la estimación del α y los efectos del aumento de la temperatura por encima de los 300°F.

Finalmente, todos los modelos presentes en este proyecto mantienen una tendencia de aumentar el factor de recobro, sin embargo, el aumento realmente no es tan amplio al implementar el CEM como método de recobro, por lo cual, es posible que este método funcione mejor como método de estimulación del pozo y que a su vez se pueda implementar de la mano de otras técnicas como la inyección de surfactantes, considerando que el aumento de temperaturas durante la implementación del CEM puede afectar la estabilidad de los surfactantes, también se puede realizar CEM con SAGD , ya que es posible calentar regiones que están lejos de los inductores y también las que no son accesibles solo con el proceso de inyección de vapor (Sivakumar et all, 2020)

6. Conclusiones

De acuerdo con los antecedentes, la literatura y los estudios previos realizados se logró construir un modelo conceptual para representar un campo de crudo pesado en Colombia y que adicionalmente siguiendo la metodología planteada se logrará la inclusión de la keyword “HEATR”, la cual es de gran importancia, ya que gracias a esta se logra evidenciar el fenómeno de transferencia de calor bloque a bloque que permite implementar el método de calentamiento electromagnético en un pozo.

La simulación de los distintos esquemas planteados ha permitido demostrar el aumento del factor de recobro con la aplicación del método de calentamiento electromagnético pasando de un 8% del modelo base a un 15% en el modelo más optimo, generando un aumento en la tasa de producción de 3,38 bbls/día a 3,8 bbls/día, no obstante, este incremento no representa un aumento realmente significativo respecto a distintos métodos alternos, lo que podría ser consecuencia en su mayor parte por la disminución rápida de la presión de yacimiento, ya que no tiene un fluido inyectado que le permita mantener estable este parámetro.

Adicionalmente, al hacer las variaciones del valor de α evidenciamos que podemos obtener un aumento del 1,26% del Factor de recobro, sin embargo, es necesario profundizar en el efecto que tendrá la temperatura, ya que supera los 300°F, siendo este el límite para que los parámetros cinéticos no generen reacción, lo que implicaría un análisis más avanzado sobre el comportamiento que tendrá la técnica con la presencia de cambios en las reacciones de los parámetros cinéticos.

Esto nos hace considerar que este método clasificaría mejor para este caso como un proceso de estimulación de pozo, el cual trabaje de la mano con un método alternativo que permita mantener la presión de yacimiento, donde quizás se podría evidenciar un aumento más considerable en la tasa de recuperación de aceite y en el factor de recobro.

Finalmente es importante resaltar que la adaptación de la configuración en cuanto a los periodos de duración de inducción y producción y la potencia, dependerán explícitamente de los objetivos planteados para el pozo en un caso de aplicación en la industria. Por lo que, si el objetivo es mantener el pozo en producción durante un periodo de tiempo largo (mayor a 10 años), la mejor opción es manejar potencias bajas entre 20 kW y 25 kW o si el caso es el contrario, en donde se busque extraer la mayor cantidad de recursos del subsuelo, manejar valores de potencia entre los 50 kW y 60 kW sería lo óptimo.

7. Recomendaciones

Para el desarrollo de próximas investigaciones relacionadas con en el tema de calentamiento electromagnético, los autores recomiendan tener presente los siguientes aspectos:

Inicialmente, profundizar en la determinación del α a utilizar, ya que según los estudios realizados por Abernethy y Bientinesi et al, este valor variaría dependiendo de las condiciones y parámetros de simulación.

Analizar el efecto que tendrá la temperatura en las reacciones de los parámetros cinéticos, ya que como se observó en las simulaciones de variaciones de α estas pueden aumentar la temperatura por encima de los 300°F, la cual es la energía de activación de estos parámetros.

Realizar un análisis financiero más detallado sobre la aplicación de la técnica en algún campo colombiano con el fin de confirmar si esta técnica es económicamente viable para su desarrollo en la industria petrolera colombiana.

Determinar si es posible la aplicación de este método de CEM con otro método de recobro, con la finalidad de aumentar el factor de recobro del pozo de forma significativa, ya que como mencionamos anteriormente, este método no cuenta con la capacidad de mantener la presión del yacimiento en el tiempo.

Referencias Bibliográficas

- Akshay Sahni., et all. (2000). Electromagnetic Heating Methods for Heavy Oil Reservoirs [Métodos electromagnéticos de calentamiento de yacimientos de petróleo pesado].
- Alvarado, D., Bánzer S. C., & Rincón, A. (Ed.). (2002). “Recuperación Térmica de Petróleo”.
- Ayappa, K.G. (1997). Reviews in Chemical Engineering. 13:1-69.
- Bapat S., Akhter N. (2019). Optimization of heavy oil recovery by Radio Frequency Heating: A theoretical approach with experimental modelling [Optimización de la recuperación de petróleo pesado mediante calentamiento por radiofrecuencia: Un enfoque teórico con modelización experimental]. University of Petroleum and Energy Studies, India.
- Bera, A., Babadagli, T. (2015). Status of electromagnetic heating for enhanced heavy oil/bitumen recovery and future prospects: A review [Estado del calentamiento electromagnético para la recuperación mejorada de petróleo pesado/bitumen y perspectivas de futuro: una revisión]. Elsevier.
- Bogdanov Igor, et all. (2011). Comparative analysis of electromagnetic methods for heavy oil recovery [Análisis comparativo de métodos electromagnéticos para la recuperación de petróleo pesado].
- Bogdanov Igor, et all. (2012). Numerical simulation of electromagnetic driven heavy oil recovery [Simulación numérica de la recuperación electromagnética de petróleo pesado].
- Callarotti F., Roberto C. (2006). Calentamiento Electromagnético del Petróleo. Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat.
- Caro Cristina. (2019). “Impacto en la incorporación de reservas en procesos de recobro mejorado térmico de inyección cíclica de vapor mediante el uso de nanofluidos”

- Castellanos V., et all. (2003). “Modelo analítico del calentamiento electromagnético aplicado a la formación en yacimientos de crudo pesado”. Universidad Industrial de Santander.
- Coronado Manuel. (2014). “Modelo de calentamiento electromagnético a escala de matriz-fractura”. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Davletbaev, Alfred & Kovaleva, L. & Mukhametova, Z.. (2023). Mathematical Modeling of the Heavy Oil Production with Hydraulic Fracturing under Radio-Frequency Electromagnetic Irradiation [Mathematical Modeling of the Heavy Oil Production with Hydraulic Fracturing under Radio-Frequency Electromagnetic Irradiation]. Journal of Applied and Industrial Mathematics. 17. 32-42.
- E.R. Abernethy. (1976). Production increase of heavy oils byelectromagnetic heating [Aumento de la producción de aceites pesados mediante calentamiento electromagnético].
- Holguin, O. (2021). Aplicación de ondas electromagnéticas para aumentar el factor de recobro en el campo Tambococha. Universidad Estatal Península de Santa Helena, La libertad, Ecuador.
- León, P. A., Muñoz, S. F., León, A. Y., & Bottia, H. (2019). Efecto del uso de catalizadores sobre la recuperación mejorada de crudo pesado en procesos de inyección de vapor [Tesis de Maestria]. Universidad Industrial de Santander
- Matteo Bientinesi., et all. (2013). A radiofrequency/microwave heating method for thermal heavy oilrecovery based on a novel tight-shell conceptual design [Método de calentamiento por radiofrecuencia/microondas para la recuperación térmica de petróleo pesado basado en un novedoso diseño conceptual: cubierta hermética].
- Medina Martha. (2019). Selección de campos para la implementación de solar EOR como proceso térmico de recobro mejorado en Colombia.

- Monroy Manuel., Figueroa Diego. (2005). “Diseño del completamiento de un pozo que se someterá a estimulación con calentamiento electromagnético”. Universidad Industrial de Santander.
- R. J. Davison. (1991). Electromagnetic stimulation of lloydminster heavy oil reservoirs [Estimulación electromagnética de los yacimientos de petróleo pesado de Lloydminster].
- Pardo H, Lizeth D., Rozo P, Gustavo. (2023). Metodología para la simulación de un proceso de calentamiento electromagnético en la recuperación de crudos pesados usando un simulador de yacimientos comercial (CMG-STARS). Universidad Industrial de Santander.
- P. Sivakumar, S. Krishna, Hari S. et al., Electromagnetic heating, an eco-friendly method to enhance heavy oil production: A review of recent advancements [El calentamiento electromagnético, un método ecológico para mejorar la producción de petróleo pesado: Un repaso a los últimos avances]. *Environmental Technology & Innovation* (2020).
- Vogas, Evandro & de Souza, Grazione & Souto, Helio. (2022). Utilização de uma Inversão Numérica para a Determinação da Pressão em um Reservatório Compartimentado de Óleo [Utilización de una inversión numérica para determinar la presión en un yacimiento de petróleo compartimentado]. *CALIBRE - Revista Brasileira de Engenharia e Física Aplicada*. 7. 1-15.
- Wang, Z., Gao, D. (2019). A Simulation Study on the High-Frequency Electromagnetic Heating Heavy Oil Reservoir and Analysis of Influencing Factors [Estudio de simulación del calentamiento electromagnético de alta frecuencia de un yacimiento de petróleo pesado y análisis de los factores que influyen en él]. *Arab J Sci Eng* 44, 10547–10559

Yadali Benyamin. (2022). Electromagnetic heating for heavy oil and bitumen recovery: experimental, numerical, and pilot studies [Calentamiento electromagnético para la recuperación de petróleo pesado y betún: estudios experimentales, numéricos y piloto].